PV*SOL advanced

Version 6.0

Auslegung und Simulation von Photovoltaikanlagen

Disclaimer

Bei der Zusammenstellung von Texten und Abbildungen wurde mit größter Sorgfalt gearbeitet. Trotzdem können Fehler nicht vollständig ausgeschlossen werden. Das Handbuch dient lediglich der Produktbeschreibung und ist nicht als zugesicherte Eigenschaft im Rechtssinne zu verstehen. Herausgeber und Autoren können für fehlerhafte Angaben und deren Folgen weder juristische Verantwortlichkeit noch irgendeine Haftung übernehmen.

Die in diesem Handbuch enthaltenen Angaben sind ohne Gewähr. Die in diesem Handbuch beschriebene Software wird auf Basis des Lizenzvertrages, den Sie mit der Installation des Programmes anerkennen, geliefert. Es sind daraus keine Haftungsansprüche ableitbar.

Copyright und Warenzeichen

PV*SOL® ist eingetragenes Warenzeichen von Dr. Gerhard Valentin.

Windows®, Windows Vista®, Windows XP® und Windows 7® sind eingetragene Warenzeichen der Microsoft Corp. Alle in diesem Handbuch verwendeten Programmnamen und Bezeichnungen sind u. U. ebenfalls eingetragene

Warenzeichen der Hersteller und dürfen nicht gewerblich oder in sonstiger Weise verwendet werden. Irrtümer vorbehalten.

Copyright © 2004 - 2013 Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH

Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH
Stralauer Platz 34
10243 Berlin
Deutschland

Tel.: +49 (0)30 588 439 - 0
Fax: +49 (0)30 588 439 - 11

info@valentin.de
www.valentin.de

Valentin Software, Inc.
31915 Rancho California Rd, #200-285
Temecula, CA 92591
USA

Tel.: +001 951.530.3322
Fax: +001 858.777.5526 fax

info@valentin-software.com
http://valentin-software.com/

Geschäftsführung: Dr. Gerhard Valentin
AG Berlin-Charlottenburg
HRB 84016

1 Systemvoraussetzungen

- **Internetzugang: ist sehr zu empfehlen. Es sind im Programm mehrere Verlinkungen zum Web vorhanden. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung für Standorte in den U.S.A. verwendet einen Webservice. Außerdem wird das Programm über das Internet aktualisiert.**
- **Taktfrequenz des Prozessors:** 1,5 GHz
- **Arbeitsspeicher:** 1 GB
- **freier Festplattenspeicher:** 700 MB
- **Monitorauflösung:** mind. 1.024 x 768 Pixel
- **Betriebssysteme:** Windows Vista, Windows 7, jeweils mit aktuellen Service Packs; Windows 8
- **Grafik:** 3D, DirectX– kompatibel, 128 MB , OpenGL Version 1.1 (für Photo Plan), Druckertreiber
- **Software: DirectX,** Version 9.0c; .NET-Framework*, Version 4.0 (Full), Microsoft Installer 4.5

Rechte

Sie benötigen zur Ausführung des Programms vollständige Rechte (Vollzugriff) auf das Installationsverzeichnis.

Internetverbindung

Das Programm prüft in den Windows-Systemeinstellungen welche Proxi-Einstellungen verwendet werden und nutzt diese, um eine Internetverbindung zum Server von Valentin Software herzustellen. Es wird also der Firmenproxi genutzt, falls vorhanden.

Sollte es dem Programm trotzdem nicht möglich sein, eine Internetverbindung aufzubauen, wird die Meldung „Keine Verbindung zum Internet.“ angezeigt. In solchen Fällen ist es am sinnvollsten, wenn Ihr Netzwerkadministrator sich mit uns in Verbindung setzt.

Ländereinstellungen: Währung, Zahlen, Zeit und Datum

Das Programm übernimmt die unter Windows in den Ländereinstellungen der Systemsteuerung definierten Formate für Währung, Zahlen, Zeit und Datum. Diese Formate erscheinen auch in den Ausdrucken. Achten Sie darauf, dass das Tausender- und das Dezimaltrennzeichen unterschiedlich sind.

* Das .NET-Framework wird automatisch installiert, falls nicht vorhanden.

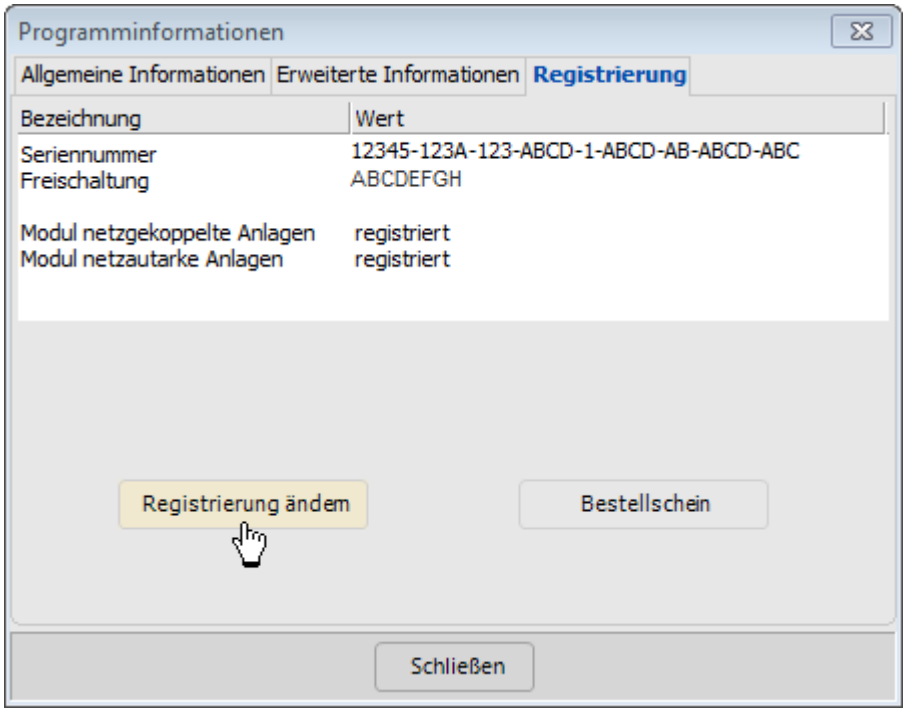
2 Registrierung des Programms

Menü *Hilfe › Info › Registrierung › Registrierung ändern › Weiter*

Durch die Registrierung des Programms können Sie vom Status *Demoversion* in den Status *Vollversion* wechseln.

1. Klicken Sie beim Programmstart auf die Schaltfläche *Vollversion registrieren* .
2. Voraussetzung für die Freischaltung ist, dass Sie eine Seriennummer besitzen. Die Seriennummer erhalten Sie beim Kauf des Programms. Das Programm können Sie in unserem Onlineshop oder mit Hilfe unseres Bestellscheines erwerben.
3. Das Programm wird mit Hilfe eines Freischaltcodes aktiviert, den Sie im Zuge der Registrierung erhalten.

Eine bereits durchgeführte Registrierung ändern Sie unter im Menü *Hilfe › Info › Registrierung › Registrierung ändern*.



2.1 Seriennummer

Menü *Hilfe › Info › Registrierung › Registrierung ändern › Weiter*

Eine Seriennummer haben Sie, wenn Sie das Programm gekauft haben.
Sie besteht aus einer Ziffern- und Buchstabenkombination, die Sie ohne Leerzeichen, aber zusammen mit den Sonderzeichen (Bindestrichen) eingeben müssen.

Die Seriennummer befindet sich entweder auf der CD-Hülle, auf Ihrer Rechnung oder sie ist Ihnen bei Onlinekauf per E-Mail mitgeteilt worden.

2.2 Lizenzbedingungen

Wie oft darf das Programm installiert werden?

Die Anzahl der möglichen Installationen entspricht der Anzahl der Lizenzen, die Sie erworben haben. Wenn Sie z.B. eine Einzelplatzlizenz erworben haben, können Sie das Programm auf einem Arbeitsplatzrechner installieren.

Eine erneute Freischaltung, z. B., wenn für neue Hardware bei Ihnen eine neue Installation notwendig wurde, können Sie auf folgendem Formular beantragen:
http://www.valentin.de/downloads/bestellscheine

2.3 Lizenzvertrag

Menü *Hilfe › Info ... › Programminfo › Lizenzvertrag anzeigen*

Der Lizenzvertrag wird als .pdf-Datei angezeigt.

2.4 Wartungsvertrag

Damit Sie immer auf dem aktuellen Softwarestand sind, empfehlen wir Ihnen, einen Software-Wartungsvertrag abzuschließen, siehe: http://www.valentin.de/sales-service/kundenservice/software-wartungsvertrag.

Die Software-Wartung umfasst:

- Download von Software-Updates, d.h. von neuen Releases,
- Download von Komponenten-Datenbank-Updates, z. B. PVModule und Wechselrichter
- die Beantwortung der allgemeinen Fragen zur Lieferung, den Seriennummern und der Freischaltung des/r Softwareprogramme/s und der Updates sowie der Zugriffsmöglichkeit auf die Komponentendaten.

3 Einleitung

PV*SOL advanced ist ein Simulationsprogramm zur schnellen Auslegung und Ertragsberechnung netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen.

3.1 Programm-Highlights

Komfortable Verschaltung:

- Automatische Ermittlung einer optimalen Wechselrichter-Verschaltung
- Manuelle Anpassung der Verschaltung mit optimaler Unterstützung

Eingabe der PV-Modulflächen über verschiedene Wege:

- Ermittlung der Modulanzahl und Visualisierung der Modulfläche mit einem Foto
- Automatische Modulbelegung beliebiger Dächer in einer 2D-Dachansicht
- Schlichte Parametrierung der Modulfläche

Optimale Auswertung und Präsentation der Ergebnisse:

- Stündliche Ertragssimulation von netzparallelenPV-Anlagen
- Detaillierte wirtschaftliche Prognose mit Rendite, Amortisationsdauer, ...
- Konfigurierbare Projektdokumentation: Titelblatt, Übersicht, ... (PDF-Export)

Immer auf dem aktuellen Stand:

- Regelmäßig - von den Herstellern! - aktualisierte Datenbanken (PV-Module, Wechselrichter)
- Regelmäßige Releases über Programmupdate verfügbar

Optimale Anwenderunterstützung:

- Die klare Gliederung der Seiten ermöglicht ein schnelles Erstellen des Projektes. Detaileinstellungen sind in Unterdialogen möglich.
- Fehlplanungen werden durch eine Eingabeprüfung verhindert.
- Ausführliche Hilfe, druckbares .pdf-Handbuch
- Einfache Auswahl der Produkte (PV-Module, Wechselrichter) über Favoriten.

Weitere Highlights:

- Planung von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch/Überschusseinspeisung - wahlweise mit Batteriespeichern
- Berechnung der AC-, DC- und Strang-Verluste
- Klimadatenauswahl via Postleitzahl und Karte, eigene Klimadaten

3.2 Neu in PV*SOL advanced

Version 6.0

Wenn Sie Ihren Kunden zeigen wollen, was angesichts sinkender Einspeisevergütungen energetisch und finanziell für sie drin ist, haben wir jetzt das richtige Werkzeug für Sie: unser dynamisches Simulationsprogramm PV*SOL advanced 6.0. Es ist das erste unserer Programme, das netzgekoppelte Batteriesysteme abbildet. In Kombination mit eigenen, gemessenen Lastprofilen können Sie dadurch den Eigenverbrauch exakter berechnen und nachweisen: Eigenverbrauch lohnt sich wieder.

Und PV*SOL advanced kann noch mehr. Es gibt Ihnen die Freiheit, beliebig viele Modulflächen einzusetzen, mehrere Anlagenwechselrichter auszuwählen und diese ganz nach Bedarf zu kombinieren. Die automatische Verschaltung liefert in Sekundenschnelle alle sinnvollen Wechselrichterkombinationen für eine PV-Anlage mit max. 100.000 Modulen.

Ebenfalls gut zu wissen: Neben übersichtlich aufbereiteten Ergebnissen liefert Ihnen PV*SOL advanced einen detaillierten Schaltplan mit Bitmap und DXF-Export (für AutoCAD). Außerdem steht Ihnen ein Jahr kostenlose Software-Wartung ab Kaufdatum zu.

http://www.valentin.de/sales-service/kundenservice/release-notes

http://www.valentin.de/produkte/photovoltaik

3.3 Kurzanleitung PV*SOL advanced

Gehen Sie von links nach rechts durch alle Dialoge der Toolbar. Klicken Sie dazu entweder auf den *Weiter*-Pfeil links oder benutzen Sie die Symbole.

Fehlermeldungen, Warnungen und Hinweise stehen unten im Fenster *Meldungen*.

Rechts, im Fenster *Projektstatus*, ist eine Übersicht über die getätigten Eingaben.

-› Die folgenden Schritte führen Sie zu Ihrer Wunschanlage:

1. Projektdaten: Legen Sie die Projektdaten fest.
2. Klima, Netz und Anlagenart: Wählen Sie mit dem Standort die Klimadaten aus, definieren Sie das AC-Netz und wählen Sie eine Anlagenart:
   - Netzgekoppelte PV-Anlage - Volleinspeisung
   - (nur in den U.S.A.: Netzgekoppelte PV-Anlage - Webbasierte Ermittlung von Förderung und Wirtschaftlichkeit)
   - Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern - Überschusseinspeisung
   - Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern und Batteriesystem - Überschusseinspeisung
3. Verbrauch: Definieren Sie den Energiebedarf, den Ihre Anlage decken soll.
4. PV-Module: Wählen Sie ein Modul aus. Belegen Sie ihre Dachfläche oder geben Sie die Modulanzahl direkt vor.
5. Wechselrichter: Das Programm macht eine Vorauswahl, dann müssen Sie maximal 50 Wechselrichter auswählen, mit denen Verschaltungskombinationen berechnet und bewertet werden. Oder geben Sie Wechselrichter und die Verschaltung der MPP-Tracker direkt ein.
6. Batteriesystem: Geben Sie die Daten des Batteriewechselrichters, der Batterie und der Laderegelung an, wählen Sie eine Batterie aus.
7. Kabel: Definieren Sie die Strang-, Gleichstrom- und Wechselstrom-Leitungen.
8. Wirtschaftlichkeit: Geben Sie die Kosten für die Anlage und deren Betrieb ein.
9. Simulation: Die Simulation der PV-Anlage wird durchgeführt.
10. Ergebnisse: Alle Ergebnisse werden grafisch aufbereitet und können als Kundenpräsentation ausgedruckt oder im pdf-Format exportiert werden

Stand 10.Jun 2013

3.4 Meldungen

Unten im Programmfenster werden Meldungen angezeigt.

Es gibt vier Kategorien von Meldungen:

Informationen:	Informationen geben Ihnen Hinweise und Hilfestellungen zur optimalen Gestaltung Ihres Projektes.
Warnungen:	Warnungen treten auf, wenn Daten Ihres Projektes nicht konsistent sind oder im Programm nicht erwartungsgemäße Reaktionen auftreten.
Keine Simulation:	Ihre Eingabedaten sind fehlerhaft, so dass keine Simulation mehr gestartet werden kann. Das heißt Sie können die Seite *Ergebnisse* nicht mehr aufrufen.
Fehler:	Ihre Eingabe ist falsch. Sie können diese Seite erst verlassen, wenn Sie die Eingabe korrigieren.

3.5 Programmreihe PV*SOL

Die Programme der PV*SOL-Reihe unterstützen den Planer bei der Auslegung und Simulation von Photovoltaik-Anlagen, im Einzelnen:

PV*SOL basic

- netzgekoppelte Anlagen

PV*SOL Pro

- netzgekoppelte Anlagen mit Volleinspeisung
- netzgekoppelte Anlagen mit Eigenverbrauch / Überschusseinspeisung
- netzautarke Anlagen mit Eigenversorgung

PV*SOL advanced

- netzgekoppelte Anlagen mit Volleinspeisung
- netzgekoppelte Anlagen mit Eigenverbrauch / Überschusseinspeisung
- netzgekoppelte Anlagen mit Eigenverbrauch / Überschusseinspeisung und Batteriespeicher

PV*SOL Expert

- netzgekoppelte Anlagen mit Volleinspeisung
- Anlagen mit Eigenverbrauch / Überschusseinspeisung
- 3D-Visualisierung:
  - Modulbelegung
  - Modulaufständerung
  - Modulverschaltung
  - Verkabelung
  - mit detaillierter Verschattungsanalyse

-› Siehe auch: http://www.valentin.de/produkte/photovoltaik

3.6 Wo ist ...?

PV*SOL advanced hat eine neue Programmoberfläche. Hier ist eine Liste der Funktionen von PV*SOL Pro und wo Sie sie jetzt finden.

PV*SOL Pro	PV*SOL advanced
Randbedingungen u.a. Vorgaben:	
Einspeisekonzept (Volleinspeisung oder Eigenbedarf) festlegen: Menü *Datei › Neues Projekt ›* *Volleinspeisung* *Netzeinspeisung mit Eigenverbrauch* --- Keine Einspeisung, sondern netzautarke Anlage mit Batterie Menü *Datei › Neues Projekt ›* *Netzautarke Anlage*	Anlagenart festlegen: Seite *Klima, Netz und Anlagenart ›* *Netzgekoppelte PV-Anlage mit Volleinspeisung /* *netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern - Überschusseinspeisung* --- Batteriesysteme nur netzgekoppelt (netzautarke Systeme sind in Vorbereitung) Seite *Klima, Netz und Anlagenart ›* *netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern und Batteriesystem - Überschusseinspeisung*
Klimadaten / Standort wählen: Menü *Randbedingungen ›* *Klimadaten*	Klimadaten / Standort wählen: Seite *Anlagenart und Umgebung ›* Schaltfläche *Auswählen* öffnet Meteosyn
Tarife bearbeiten: Menü *Randbedingungen › Tarife*	Tarife bearbeiten: Menü *Datenbanken › ...*
HT-/NT-Arbeitspreise bearbeiten: Menü *Bibliotheken› Bezugstarife › Arbeitspreise › HT / NT*	Im aktuellen Tarifmodell sind keine HT-/NT-Tarife enthalten.
Tarife wählen: Menü *Berechnungen ›* Dialog *Wirtschaftlichkeitsberechnung› Berechnungsgrundlage › (Bezugstarif) Laden / (Einspeisetarif) Laden*	Tarife wählen: Seite *Wirtschaftlichkeit › (Einspeisetarif) Auswahl / (Bezugstarif) Auswählen*
Verbraucher und Lastprofile definieren: Menü *Verbraucher ›* *Lastprofil /* *Einzelverbraucher*	Verbrauch definieren: Seite *Verbrauch › (Lastprofile)* *Auswahl / (Einzelverbraucher)* *Auswählen*

PV*SOL Pro	PV*SOL advanced
Anlage: Technische Daten etc.	
Anlagenwechselrichter Menü *Anlage* › *Technische Daten* › *Wechselrichterkonzept* + Reiter *Anlagen-WR*	Anlagenwechselrichter = X Modulflächen gemeinsam verschalten Seite *Wechselrichter* › (im Baum links) *Modulfläche 1 + 2 + ... X* markieren › *Modulflächen gemeinsam verschalten*
Anzahl der Generatoren: Menü *Anlage* › *Technische Daten* › *Anzahl der Teilgeneratoren*	Mehrere Modulflächen: Seite *PV-Module* › *Modulfläche i* (im Baum links)
PV-Generator definieren (PV-Modul, Dachfoto, Einbausituation, Dachfläche, Ausrichtung...) Menü *Anlage* › *Technische Daten* › (Reiter unten) *Generator i*	PV-Modulfläche definieren (PV-Modul, Dachfoto, Einbausituation, Dachfläche, Ausrichtung...): Seite *PV-Module* › *Modulfläche i*
Wechselrichter auswählen: Menü *Anlage* › *Technische Daten* › (Reiter unten) *Generator i* › Schaltfläche *Wechselrichter* und Wechselrichter verschalten: Menü *Anlage* › *Technische Daten* › (Reiter unten) *Generator i* › Bereich *Verschaltung pro Wechselrichter*	Wechselrichter automatisch konfigurieren: Seite *Wechselrichter* › *(im Baum links)* *Modulfläche* › (*Wechselrichterkonfiguration*) Schaltfläche *Auswählen* oder Wechselrichter manuell auswählen und verschalten: Seite *Wechselrichter* › (im Baum links) 2 x WR-Name › (*Wechselrichterdaten*) Schaltfläche *Auswählen*
Wechselrichtertyp auswählen: Wechselrichter passend zu den Vorgaben Wechselrichter im Grenzbereich der Vorgaben nicht passende Wechselrichter	Für die gewählte Wechselrichterkonfiguration wird angezeigt, in welchem Bereich sie liegt: - Auslegungsbereich: - Toleranzbereich: Wechselrichter, die die Vorgaben nicht erfüllen, werden in der Datenbank-Auswahl nicht angezeigt.
Batterie & Laderegler definieren: Menü *Anlage* › *Technische Daten* › *Batterie*	Batteriesystem und Ladestrategie definieren: Seite *Batteriesystem*

Menü *Anlage* › *Technische Daten* › *Laderegler*	Seite *Batteriesystem* › *Ladestrategie*
Verluste definieren: Menü *Anlage* › *Technische Daten* › (Schaltfläche rechts) *Verluste* › *Teilgen i* **Verluste durch Einspeisemanagement definieren:** *Anlage* › *Technische Daten* › (Schaltfläche rechts) *Verluste* › *Einspeisemanagement*	**Verluste definieren:** Seite *PV-Module* › *Modulfläche i* › *Weitere Parameter* › *Leistungsverluste & Albedo* Seite *PV-Module* › *Moduldegradation* **Verluste durch Randbedingungen der WR-Verschaltung:** Seite *Wechselrichter* › *(Wechselrichterkonfiguration) Auswahl* › *Verschaltungsgrenzen* › Reiter *Sonstiges* › *Verschiebungsfaktor cos(φ)*
Verschattung definieren: *Anlage* › *Verschattung*	**Verschattung definieren:** Seite *PV-Module* › *Verschattung*
Anlagenüberprüfung: Menü *Anlage* › *Technische Daten* › (Schaltfläche rechts) *Anlagenüberprüfung*	**Werte der Wechselrichterverschaltung:** Seite *Wechselrichter* › (Wechselrichterkonfiguration) *Auswahl* › Schaltfläche *Suche starten* › Schaltfläche **zusätzlich gibt es die Güte der Konfiguration:** Seite *Wechselrichter* › (Wechselrichterkonfiguration) *Auswahl* › Schaltfläche *Suche starten* › (Spalte *Güte der Konfiguration*) › Schaltfläche
Anlagenbild: Menü *Anlage* › *Technische Daten* › (Schaltfläche rechts) *Anlagenbild*	**Anlagenbild im Projektbericht:** Seite *Ergebnisse* › (Präsentation) *Anzeigen*

PV*SOL Pro	**PV*SOL advanced**
Simulation, Wirtschaftlichkeit, Ergebnisse	
Simulation: Symbol Simulation oder Menü *Anlage* › *Technische Daten* › (Schaltfläche rechts) *Simulation*	**Simulation:** Seite *Simulation*
Wirtschaftlichkeitsberechnung	**Wirtschaftlichkeitsberechnung**

Eingaben und Ergebnisse Menü *Berechnungen* › Dialog *Wirtschaftlichkeitsberechnung*	Eingaben: Seite *Wirtschaftlichkeit* Ergebnisse: Seite *Ergebnisse* › *Wirtschaftlichkeit*
Grafik der Ergebnisse: Menü *Ergebnisse* › *Energien und Klimadaten* › *Kurvenauswahl* › *Grafik*	Grafik aller Simulationsergebnisse als .csv-Datei (editierbar z.B. Excel): *) Seite *Simulation* › *(Simulationsergebnisse)* Exportieren *) Mit der Schnittstelle zu Tabellenkalkulationsprogrammen erfüllen wir den vielfachen Kundenwunsch nach kompatiblen, weiterverarbeitbaren Präsentationsdaten.
Schadstoffemissionen, CO2-Einsparung: Menü *Ergebnisse* › *Schadstoffemissionen*	Die Schadstoffemissionen sind in der aktuellen Version nicht enthalten.
Variantenvergleich: Menü *Ergebnisse* › *Variantenvergleich*	Variantenvergleich: Neu: Sie können das Programm mehrfach öffnen, die Varianten simulieren, die Ergebnisse in eine Tabellenkalkulation exportieren und sie dort mit komfortablen Diagrammfunktionen vergleichen.

PV*SOL Pro	**PV*SOL advanced**
Optionen:	
Update-Überprüfung: Menü *Optionen* › Reiter *Update-Überprüfung*	Automatische Updateüberprüfung: Menü *Optionen* › Reiter *Programmoptionen* › *Automatische Updateüberprüfung*
Einheitensystem auswählen: Menü *Optionen* › Reiter *Projekte* › *Einheitensystem: metrisch/britisch*	Einheitensystem auswählen: Menü *Optionen* › Reiter *Regionaleinstellungen* › *Einheitensystem: SI/US/SI+AWG*
eigenes Firmenlogo für Projektberichte laden: Menü *Optionen* › Reiter *Projektbericht* › *Firmenlogo*	eigenes Firmenlogo für Projektberichte laden: Menü *Optionen* › Reiter *Benutzerdaten* › *Firmenlogo*

4 Berechnungsgrundlagen

4.1 Einstrahlung

In den mitgelieferten Klimadaten liegt die Strahlung in Watt pro Quadratmeter Bezugsfläche auf die Horizontale vor (Strahlung auf die Horizontale). Diese wird vom Programm während der Simulation im Strahlungsprozessor auf die geneigte Fläche umgerechnet und mit der Gesamtbezugsfläche multipliziert. Eine mögliche Verschattung reduziert die Einstrahlung.

Eingangsgrößen

- Klimadaten (Auflösung 1h):
  - $E_{G,hor}$: Globalstrahlung auf die Horizontale
  - T_{amb} : Umgebungstemperatur
- Standort der Anlage
  - Längengrad, Breitengrad, Zeitzone
- Ausrichtung der Anlage
  - α_M : Azimut
  - γ_M : Elevation (Neigung der Anlage, 0°: horizontal, 90°: vertikal)

Berechnung der Strahlung auf Modulebene

Aus dem Zeitpunkt t, dem Längen- und Breitengrad und der Zeitzone wird der Sonnenstand berechnet (nach DIN5034-2).

α_S : Azimut der Sonne

γ_S : Elevation der Sonne

Der Einfallswinkel der Strahlung auf die PV-Module (theta) kann anhand der geometrischen Begebenheiten berechnet werden.

Aus dem Zeitpunkt t und der Solarkonstante wird die extraterrestrische Strahlung E_{extra} berechnet (nach Duffie/Beckman).

Mit E_{extra} und dem Sonnenstand (α_S , γ_S) wird die Globalstrahlung auf die Horizontale $E_{G,hor}$ aufgeteilt in einen direkten und einen diffusen Anteil: $E_{Dir,hor}$ und $E_{Diff,hor}$. Diese Aufteilung geschieht nach dem Strahlungsmodell von Reindle mit reduzierter Korrelation [Reindl, D.T.; Beckmann, W. A.; Duffie, J.A. : Diffuse fraction correlations; Solar Energy; Vol. 45; No. 1, S.1.7; Pergamon Press; 1990].

Die direkte Strahlung auf die Horizontale $E_{Dir,hor}$ kann anhand der geometrischen Verhältnisse (Kosinus) über den Elevationswinkel der Anlage γ_M auf die geneigte Ebene zu $E_{Dir,geneigt}$ berechnet werden. Dazu wird die Stellung der Sonne zur PV-Fläche aus Sonnenhöhe, Sonnenazimut, PV-Generator-Aufstellwinkel und PV-Generator-Ausrichtung ermittelt. Die Sonnenhöhe und der Sonnenazimut ergeben sich aus dem Datum, der Uhrzeit und der geografischen Breite. Aufstellwinkel und Azimut des PV-Generators werden im Programm eingegeben.

Die Strahlung auf die geneigte PV-Generatorebene berücksichtigt eine mögliche Verschattung des Generators.

Bei der Berechnung der diffusen Einstrahlung auf die geneigte Fläche $E_{Diff,geneigt}$ wird das anisotrope Himmelsmodell von Hay und Davis benutzt [Duffie, J.A.; Beckmann, W.A.: Solar engineering of thermal process; John Wiley & Sons, USA; zweite Auflage; 1991]. Eingangsgrößen sind Sonnenstand, Anlagenausrichtung, E_{extra} , $E_{Diff,hor}$ und theta. Dieses Modell berücksichtigt einen Anisotropiefaktor für die zirkumsolare Strahlung und einen festen Bodenreflektionsfaktor (Albedo) von 20% (mittlerer Wert für Gras, Äcker, helle Dächer, Straßen usw.).

Die Strahlung auf die geneigte PV-Generatorebene wird an der Moduloberfläche reflektiert. Der direkte Strahlungsanteil wird in Abhängigkeit von der Sonnenstellung und vom Winkelkorrekturfaktor des Moduls reflektiert.

Die Reflexionsstrahlung vom Boden $E_{Refl,geneigt}$, die die PV-Module erreicht, wird anhand von $E_{G,hor}$ und γ_M nach geometrischen Grundsätzen berechnet.

Die Globalstrahlung auf die geneigte Ebene ergibt sich zu:

$$E_{G,geneigt} = E_{Dir,geneigt} + E_{Diff,geneigt} + E_{Refl,geneigt}$$

4.2 Leistungsabgabe des PV-Moduls

Aus der Einstrahlung auf die geneigte PV-Generator-Fläche (nach Abzug der Reflexionsverluste) und der berechneten Modultemperatur kann bei Vorgabe der Modulspannung die Leistungsabgabe des PV-Moduls bestimmt werden.

Bild 1 zeigt die Modulleistung eines typischen 100 W-Moduls bei einer Modultemperatur von 25 K für verschiedene Einstrahlungen. Die oberste Kurve zeigt die Modulleistung bei Standard-Test-Bedingungen (STC[1]). Es ist zu sehen, dass bei einer Spannung von ca. 17 V das Modul seine maximale Leistung von 100 W abgibt. Diesen Arbeitspunkt des Moduls nennt man Maximal Power Point (MPP). Er muss für alle Einstrahlungen und Modultemperaturen bestimmt werden.

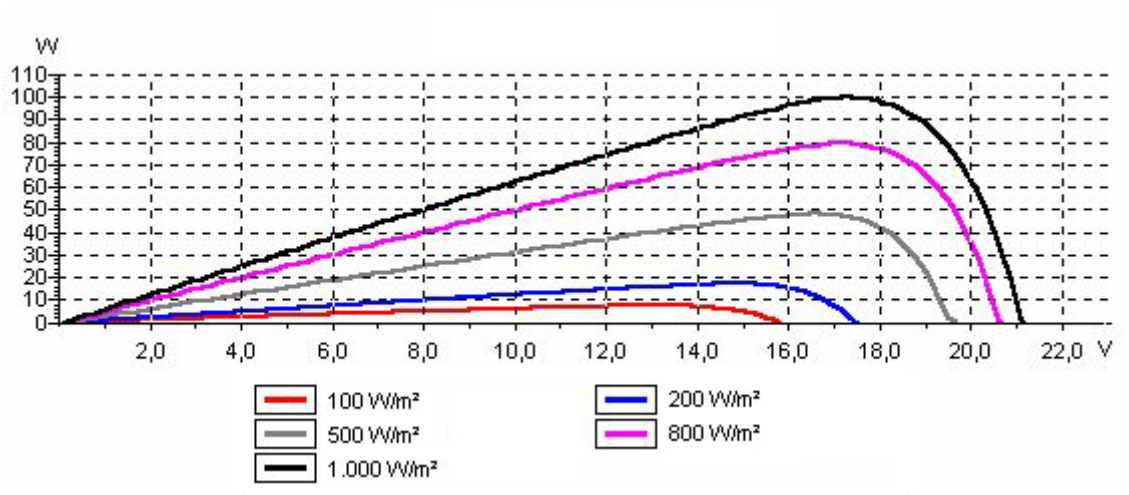


Bild 1: Leistungskurven für ein 100 W-Modul bei unterschiedlichen Einstrahlungen

Eine Anforderung an die PV-Anlage ist es, dass bei gegebener Einstrahlung und Modultemperatur die Modulspannung so geregelt wird, dass die Module im MPP arbeiten. Diese Aufgabe übernimmt der MPP-Tracker, der Teil des Wechselrichters ist.

Unter der Annahme, dass die Module im MPP-Betrieb betrieben werden, bestimmt PV*SOL advanced die Leistungsabgabe des PV-Moduls aus der Leistungsabgabe des Moduls bei Standard-Test-Bedingungen und der Wirkungsgradkennlinie des Moduls. Die Wirkungsgradkennlinien werden aus den Angaben zum Teillastverhalten generiert.

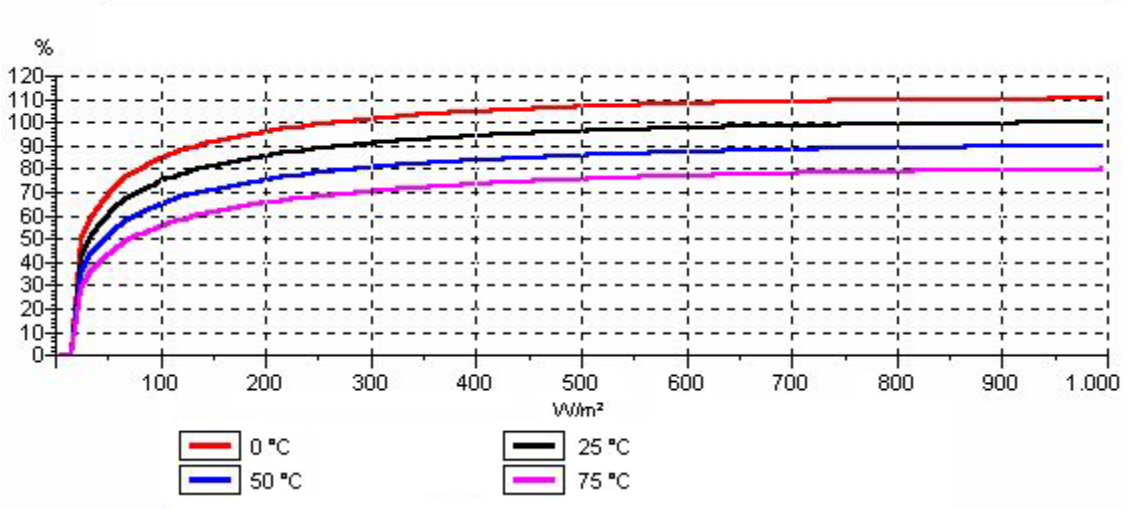


Bild 2: typischer Verlauf des Modulwirkungsgrads bei unterschiedlichen Modultemperaturen

Die Temperaturabhängigkeit der Kurve wird aus der Kennlinie bei 25 °C
($eta_{PV, MPP}(G, T_{Modul}=25\ °C)$)
und dem Leistungs-Temperatur-Koeffizienten dthetadT bestimmt:

$$\eta_{PV,MPP} = \eta_{PV,MPP}(G, T_{Modul} = 25°C) \cdot [1 + \Delta T \cdot d\eta dT]$$

Kann der MPP des Moduls nicht gehalten werden, muss der Arbeitspunkt des Moduls aus dem U-I-Kennlinienfeld (siehe Bild 3) ermittelt werden.

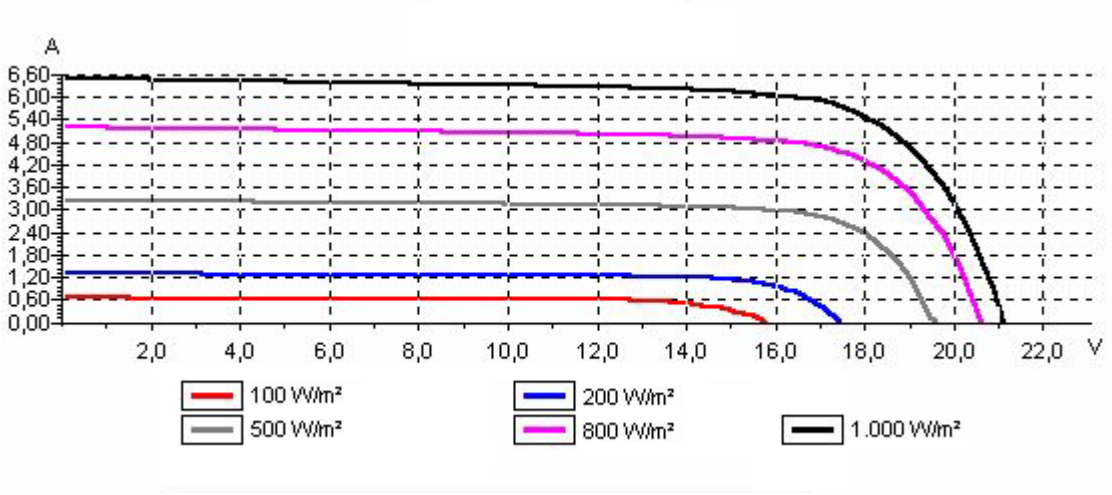


Bild 3: U-I-Kennlinienfeld

Der Nutzungsgrad der Module berücksichtigt neben dem Wirkungsgrad der Module noch zusätzliche Verluste:

- durch Abweichung vom Standardspektrum AM 1.5,

- durch Mismatch oder Minderertrag bei Abweichungen von den Herstellerangaben und
- in Dioden.

Diese Leistungsverluste werden prozentual von der Modulleistung abgezogen. Außerdem müssen die Reflexionsverluste an der Moduloberfläche als Modulverluste bewertet werden.

1) Standard-Test-Bedingungen (STC): 1000 W/m² senkrechter Strahlungseinfall, 25 °C Modultemperatur und Strahlungsspektrum AM 1,5 Modulleistung bei STC Maximal Power Point (MPP) Wirkungsgradkennlinien

4.2.1 Modultemperatur

Die Module erwärmen sich abhängig von der Einbausituation, der Art der Modulaufstellung und der Einstrahlung. Die Modultemperatur hat starken Einfluss auf die Kennlinie der PV-Module.

Die Erwärmung gegenüber der Außentemperatur ist, z.B. bei Einstrahlung G_{STC} = 1000 W/m2:

Erwärmung	Einbausituation
29 K	dachparallel, gut hinterlüftet
32 K	dachintegriert - hinterlüftet
43 K	dachintegriert - nicht hinterlüftet
28 K	aufgeständert - Dach
22 K	aufgeständert - Freifläche

Quelle: DGS-Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 3. Auflage

4.2.2 Dynamisches Temperaturmodell

Lösung der thermischen Bilanzgleichung

Um der thermischen Trägheit Rechnung zu tragen, muss jeder Simulationszeitschritt (1 Stunde) in mehrere kleine Teilschritte dt unterteilt werden, in denen jeweils die folgende Differentialgleichung nach dT_{Modul} gelöst wird. Um die Lösung auch bei extremen Randbedingungen (z. B. Sprung der Einstrahlung von 0 auf 1000 W/m²) finden zu können, wird dt für jeden Rechenschritt neu gesetzt und kann wenige Minuten klein sein.

$$m_{Modul} \cdot c_{Modul} \cdot \frac{dT_{Modul}}{dt} + P_{el} = \dot{Q}_G - \dot{Q}_S - \dot{Q}_K$$

mit

$$\dot{Q}_G = \alpha \cdot G \cdot A_{Modul}$$

$$\dot{Q}_S = f_E \cdot \varepsilon \cdot A_{Modul} \cdot \sigma \cdot ({T_{Modul}}^4 - {T_a}^4)$$

$$\dot{Q}_K = f(A_{Modul}, T_{Modul}, T_a, v_w, l_{char})$$

Dabei finden folgende Größen Verwendung:

m_{Modul}	Modulemasse	α	Absorptionskoeffizient
A_{Modul}	Modulfläche	ε	Emissionskoeffizient
c_{Modul}	Wärmekapazität des Moduls	v_W	Windgeschwindigkeit
T_{Modul}	Modultemperatur	T_a	Umgebungstemperatur
$\dot{Q}_G$	Absorbierte Leistung	P_{el}	Elektrische Leistungsabgabe
$\dot{Q}_K$	Konvektion	t	Zeit
$\dot{Q}_S$	Abgestrahlte Wärmeleistung	σ	Stefan-Boltzmann-Konstante
l_{char}	Charakteristische Überströmlänge	f_E	Einbaufaktor

Einfluss der Modulaufstellung auf die berechneten Modultemperaturen

Neben den meteorologischen Bedingungen (G, T_a, v_W) und den modulspezifischen Parametern ist auch die Aufstellung der Module von großem Einfluss auf die Erwärmung. Dazu werden je nach Aufstellungs- bzw. Einbauart an obiger Bilanzgleichung folgende Veränderungen vorgenommen:

- Freie Aufstellung: Einbaufaktor $f_E = 2$
- Aufdachmontage, hinterlüftet: Halbierung der abgestrahlten Wärmeleistung Q_S, d.h. Einbaufaktor $f_E = 1$. Anders als bei der freien Aufstellung steht nur noch die Moduloberseite im Strahlungsaustausch mit der Umgebung.

- Dach- oder Fassadenintegration, nichthinterlüftet: Zusätzlich zur Halbierung von Q_S (f_E = 1) wird auch die Wärmeabgabe durch Konvektion Q_K reduziert. Im Modell wird dies durch eine Verringerung der wirksamen Windgeschwindigkeit um 3 m/s erreicht.

Bestimmung der Windgeschwindigkeit in Anlagenhöhe

Die Windgeschwindigkeit bestimmt sich aus der skalaren Windgeschwindigkeit aus den Klimadaten (V_{W_10m}), die in 10 m Höhe vom Boden gemessen wurden, zu:

$$v_w = v_{w,10m} \cdot \frac{\ln \frac{h_w}{z_0}}{\ln \frac{10\ m}{z_0}}$$

mit einer Rauhigkeitslänge der Generatorumgebung von Z_0 = 0,3 m

4.3 Wechselrichter

Der Wechselrichter hat zwei Funktionen. Zum einen wird im Wechselrichter die Gleichstrom-Erzeugung der PV-Module auf Spannung und Frequenz des öffentlichen Stromnetzes transformiert. Zum anderen sorgt der integrierte MPP-Tracker dafür, dass der PV-Generator im Punkt maximaler Leistung (MPP) betrieben wird.

Die Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom ist verlustbehaftet. Über die Wirkungsgradkennlinie ermittelt PV*SOL advanced die Ausgangsleistung in Abhängigkeit von der Eingangsleistung.

In Bild 4 ist ein typischer Verlauf des relativen Wirkungsgrades abgebildet. Die Ausgangsleistung P_{AC} des Wechselrichters wird wie folgt berechnet:

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{\text{Nenn}} \cdot \eta_{\text{rel}}$$

P_{DC} = Modulleistung
eta_{Nenn} = Wirkungsgrad bei Nennleistung
eta_{rel} = relativer Wirkungsgrad

Um das MPP-Tracking des Wechselrichters nachzubilden, kontrolliert das Programm in jedem Rechenschritt, ob die Modul-MPP-Spannung vom Wechselrichter eingestellt werden kann.

Liegt die MPP-Spannung außerhalb des MPP-Tracking-Bereichs des Wechselrichters oder werden mehrere Teilgeneratoren mit unterschiedlichen MPP-Spannungen auf einen Wechselrichter geschaltet, so fährt die Regelung die U-I-Kennlinien der Module solange ab, bis der Arbeitspunkt gefunden wird, in dem die maximale Leistung dem PV-Generator entnommen werden kann.

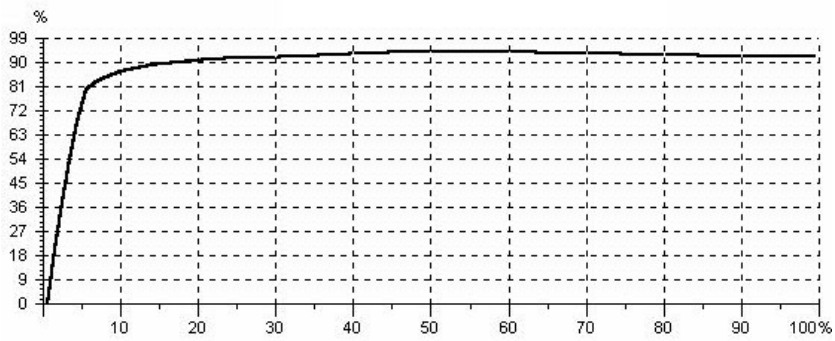


Bild 4 Relativer Wirkungsgrad eines Wechselrichters

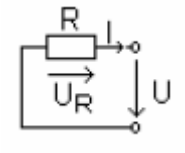
Neben der Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters berücksichtigt PV*SOL advanced die MPP-Anpassungswirkungsgrade, den Stand-By- und Nacht-Verbrauch und die Eingangsleistungsschwelle, ab der der Wechselrichter Leistung abgibt. Alle Faktoren werden im Anlagennutzungsgrad berücksichtigt.

4.4 Leitungsverluste

Zur Berechnung der Leitungsverluste wird zunächst der Leitungswiderstand R aus dem Leitungsquerschnitt A, der Leitungslänge l und dem spez. Widerstand des Materials berechnet:

$$R = \sigma \cdot \frac{l}{A}$$

Für Kupfer ist der spez. Widerstand σ = 0,0175 Ω*mm²/ m.



mit

$$P_R = U_R \cdot I = R \cdot I^2$$

Bezogen auf die Leistung gilt für die relative Verlustleistung:

$$\frac{P_R}{P} = R \cdot \frac{I}{U}$$

4.5 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung in PV*SOL® nach der Kapitalwertmethode beruht auf folgenden Formeln:

Der Barwert (BW) einer preisdynamischen Zahlungsfolge Z, Z*r, Z*r²,... über T Jahre (Lebensdauer) nach VDI 6025 ist:

Barwert BW = Z * b(T,q,r)

$$b(T,q,r) = \begin{cases} \dfrac{1-(r/q)^T}{q-r} & \text{für } r \neq q \\ \dfrac{T}{q} & \text{für } r = q \end{cases}$$

b: Barwertfaktor

q: Kapitalzinsfaktor (z. B. 1,08 bei 8% Kapitalzins)

r : Preisänderungsfaktor (z. B. 1,1 bei 10% Preisänderung)

Für den **Kapitalwert** gilt:

Kapitalwert der Gesamtinvestition = Summe [BW der preisdynamischen Zahlungsfolgen über die Lebensdauer] - Investitionen + Förderungen

Positive Kapitalwerte bedeuten betriebswirtschaftlich positiv zu bewertende Investitionen. Die Amortisationszeit ist der Zeitraum, den die Anlage laufen muss, um einen Kapitalwert der Gesamtinvestitionen von Null zu erbringen. Amortisationszeiten größer als 30 Jahre werden nicht ausgegeben.

Wandelt man den **Barwert** der Kosten in eine konstante Zahlungsfolge (r=1) über die Lebensdauer um, so gilt für diese Folge Z:

Z = [BW der Kosten] * a(q,T) mit a(q,T) : Annuitätsfaktor (= 1 / b(T,q,r) für r=1)

Für die **Stromgestehungskosten** gilt:

[Stromgestehungskosten] = [Jährliche Kosten Z] / [Jahresstromerzeugung]

4.6 Berechnungsgrundlagen Batteriesysteme

4.6.1 Aufbau der Batteriesysteme

4.6.1.1 Komponenten

Ein netzgekoppeltes Batteriesystem zur Speicherung von elektrischer Energie aus PV-Anlagen besteht im Wesentlichen aus

- einem bidirektionalen Batteriewechselrichter,
- einer Batteriebank und
- einem Laderegler.

Laderegler und Batteriewechselrichter sind meist in einem Gerät untergebracht.

Die Batteriebank setzt sich aus mehreren parallel geschalteten Batteriesträngen zusammen, die ihrerseits aus mehreren, seriell geschalteten Einzelbatterien bestehen.

Je nach System kann auch ein PV-Wechselrichter mit MPP-Tracker integriert sein.

4.6.1.2 AC- und DC-Kopplung

Batteriesysteme können prinzipiell in AC- und DC-gekoppelte Topologien unterschieden werden.

- Bei AC-gekoppelten Systemen werden die Komponenten PV-Modul und Batterie nach der DC/AC-Wechselrichtung gekoppelt.

- Bei DC-gekoppelten Systemen werden PV-Modul und Batterie auf das gleiche Spannungsniveau gebracht und DC-seitig verbunden.

In PV*SOL® advanced werden AC-gekoppelte Systeme abgebildet. Diese sind üblich bei Anlagen, bei denen der Erzeugung und Verbrauch überwiegend zeitgleich sind, so dass ein größerer Teil der PV-Energie direkt an die Verbraucher geliefert werden kann – ohne Umweg über die DC-Kopplung und den Batteriewechselrichter. Dies ist vorteilhaft, da der Wirkungsgrad eines PV-Wechselrichters in der Regel besser ist als die Kombination der Wirkungsgrade von DC/DC-Wandlung auf der Gleichstromseite und der anschließenden DC/AC-Wandlung im Batteriewechselrichter.

4.6.1.3 Anschluss an das Stromnetz

In der Praxis ist darauf zu achten, dass der Anschluss der Verbraucher, der PV-Anlage und des Batteriesystems auf die verschiedenen Phasen des Stromnetzes so erfolgt, dass Energie ausgetauscht werden kann.

In PV*SOL® advanced wird davon ausgegangen, dass alle Verbraucher, PV- und Batteriewechselrichter fachgerecht angeschlossen sind. Verbraucher, die nicht mit dem Batteriesystem verbunden sind, sollten auch nicht simuliert werden. Auf der Verbrauchsseite wird nur der Verbrauch eingegeben, der über die PV-Anlage und/oder das Batteriesystem gedeckt werden soll und kann.

4.6.2 Funktion

Batteriesysteme können Energie aus der PV-Anlage speichern, Energie an Verbraucher abgeben und bei bestimmten Arten der Batterieladung, auch Energie aus dem Netz aufnehmen. Die Steuerung der Energieflüsse übernimmt der Laderegler, der auf folgende Logik zurückgreift:

1. Der Verbrauch wird durch PV-Energie direkt gedeckt
2. Verbrauch wird aus den Batterien gedeckt
   a. Bis zur Leistungsgrenze der Batteriesystems.
   b. Bis der minimale SOC der Batterien erreicht ist.
3. Verbrauch wird aus dem Netz gedeckt
4. Die Energie aus PV-Anlage, Batteriesystem und Netz wird addiert. Die Erzeuger werden also ggf. auch gleichzeitig zur Verbrauchsdeckung genutzt
5. Überschüssige PV-Energie wird genutzt, um die Batterie zu laden
   a. Bis zur Leistungsgrenze der Batteriesystems
   b. Bis der maximale SOC der Batterien erreicht ist
6. Überschüssige PV-Energie wird ins Netz eingespeist
7. Batterien werden nur mit Energie aus dem Netz geladen, wenn Ladeverfahren zur Pflege der Batterien genutzt werden und PV-Energie nicht in ausreichendem Maße vorhanden ist
8. Energie aus dem Batteriesystem wird nie ins Netz eingespeist

4.6.3 Betriebsarten beim Laden und Entladen

Wird durch die Verbraucher mehr Energie angefordert, als durch die PV-Anlage bereitgestellt werden kann, werden die Batterien entladen. Dabei gelten die im Abschnitt Funktion genannten Bedingungen.

Das Laden der Batterien kann unterteilt werden in die stromgeführte Ladung (I-Ladung), die den Standardfall darstellt, und spannungsgeführte Ladeverfahren, die im Wesentlichen der Pflege der Batterien dienen und deren Lebensdauer steigern können. Hierbei wird zwischen zeitlich begrenzten Ladeverfahren (Uo-Ladung) und der zeitlich unbegrenzten Erhaltungsladung (U-Ladung) unterschieden.

In PV*SOL advanced ist eine IUoU-Ladestrategie implementiert, wie sie für die meisten Batterien auf Basis von Bleisäure oder -gel üblich ist. Hierbei schließt sich einer I-Ladung ab einem bestimmten Ladezustand eine kurze Uo-Ladung an, um diversen Alterungseffekten vorzubeugen. Zusätzlich werden in einem festen Rhythmus zwei weitere Uo-Ladungen vorgenommen, die die Lebensdauer der Batterien erhöhen können:

- Vollladung, etwa 5h lang, alle 2 bis 4 Wochen
- Ausgleichsladung, etwa 10h lang, alle 4 bis 6 Monate

Befindet sich die Batterie auf einem hohen Ladezustand und wird nicht entladen, kann durch eine U-Ladung ihre Selbstentladung kompensiert werden. Dieses Ladeverfahren wird auch Erhaltungsladung genannt.

4.7 Berechnungsgrundlagen Batterien

Es gibt in der Literatur bereits eine Vielzahl von sehr guten Modellen für Bleisäure-Akkumulatoren, die je nach Anwendungszweck variieren. Problematisch ist bei diesen in der Regel auf elektrischen Ersatzschaltbildern (ESB) beruhenden Modellen die Parametrisierung für beliebige Batterie-Typen. Da die Schnittmenge aus bestehenden Modellen und der Anforderungsanalyse für unser Simulationsmodell zu gering war, wurde ein eigenes Modell entwickelt, das Teile der ESB mit empirischen Elementen verbindet.

Die wesentlichen Anforderungen, denen unser Modell genügt, sind die folgenden:

- Die Spannungen werden präzise abgebildet (Unterschied Entladen und Laden, Innenwiderstand, Kristallisation)
- Die Kennlinien der Entlade- und Ladevorgänge sind möglichst realistisch
- Selbstentladung wird berücksichtigt
- Die normative Zyklenbelastung und Lebensdauer geht in die Simulation ein

Um die Eigenheiten einer spezifischen Batterie abbilden zu können, benötigt das Modell folgende Parameter vom Datenblatt:

- Kapazität in Abhängigkeit der Entladezeit
- Innenwiderstand
- Bauart (verschlossen, geschlossen, Gel, etc.)
- Maximale Entladetiefe (i.d.R. 80%) und maximaler Entladestrom
- Selbstentladungsrate
- Zyklenzahl über Entladetiefe

4.7.1 Entladen

Für das Entladen ist die Berechnung des Kennlinienfelds essentiell. Bleibatterien zeigen bei der Entladung mit konstantem Strom eine Charakteristik mit stetig abfallender Spannung. Je höher dabei der Entladestrom ist, desto stärker der Spannungsabfall. Abbildung 1 zeigt das modellierte Entladeprofil für eine 600Ah-Zelle, die mit variierender Leistung belastet wird.

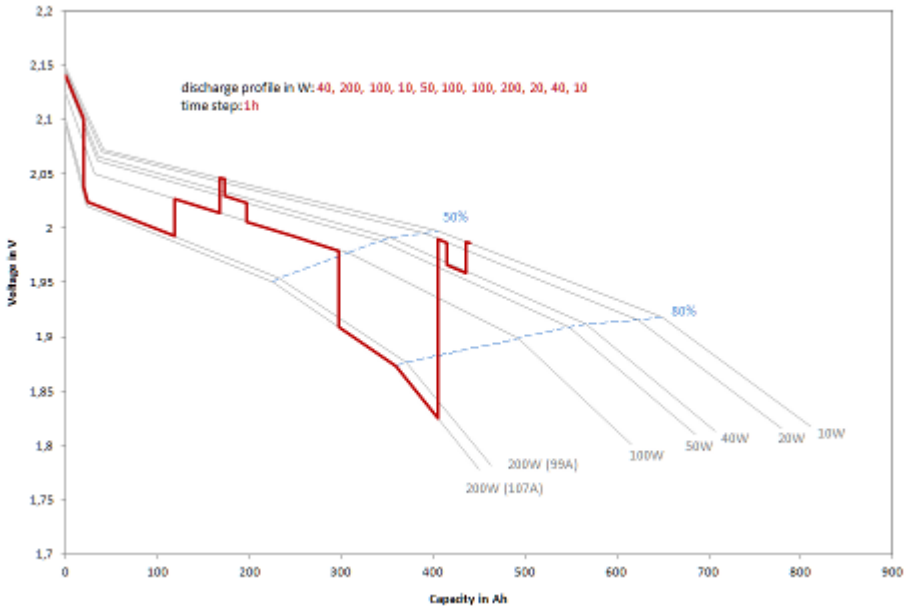


Abbildung 1: Typische Entladeprofile (W) (Spannung über Kapazität) für eine 600Ah-Zelle mit Zeitschritt = 1 Stunde, W= 10, 40, 50, 200,

Für die Simulation muss also für jeden Entladestrom zunächst die Kennlinie aus Spannungen und Kapazitäten berechnet werden. Dabei spielen die Bauart der Batterie, ihr Innenwiderstand und die Kapazitätscharakteristik die entscheidenden Rollen.

Soll das Entladen mit konstanter Leistung erfolgen, muss der Entladestrom iterativ angenähert werden, um über das Integral der Spannungsänderung und dem Strom die gewünschte Leistung während des Zeitschrittes zu erhalten.

Weiterhin zu beachten ist die durch die maximale Entladetiefe gegebene Entladeschlussspannung. Zur Schonung der Batterien dürfen diese in der Regel nicht zu mehr als 80% entladen werden. Da sich die der Batterie entnehmbare Gesamtkapazität mit dem Entladestrom ändert, ist auch die Entladeschlussspannung vom Strom abhängig, wie aus Abbildung 12 hervorgeht.

Der State of Function stellt sicher, dass vor Entladen einer bestimmten Energiemenge geprüft wird, ob nach dem Entladen mit dem resultierenden Strom die maximale Entladetiefe unterschritten wird, und weist gegebenenfalls die Entladung zurück.

4.7.2 Laden

Das Laden einer Batterie kann nach unterschiedlichen Ladeprofilen erfolgen, in diesem Fall wird mit einem IU_0U-Profil geladen.

Zunächst wird mit konstantem Strom geladen (I-Ladung oder Bulk-Phase), während die Spannung in der Zelle steigt. Ist eine definierte Spannung erreicht, erfolgt eine zeitgesteuerte Phase mit konstanter Spannung, wobei Zeitdauer und Ladespannung variieren können.

- Boost-Ladung (Uo): 120min bei 2,4 bis 2,45V

- Voll-Ladung: 5h bei 2,4V
- Ausgleichs-Ladung: 10h bei 2,4V

Im Anschluss, also nach der festgelegten Zeitdauer, wird in der Erhaltungs-Phase (Float-Ladung) die Spannung auf 2,23 bis 2,3V heruntergesetzt, um ein Überladen zu vermeiden. Wie hoch die so genannte Ladeerhaltungsspannung sein muss, wird dem Datenblatt der Batterie entnommen.

Während der Bulkphase wird üblicherweise so lange mit konstantem Strom geladen, bis die Zellspannung den voreingestellten Wert erreicht. In der Literatur ist leider kein formeller Zusammenhang zwischen Ladestrom, SOC und sich einstellender Spannung in der Bulkphase zu finden.

Daher wurden die in diversen Quellen dargestellten Lade-Diagramme ausgewertet und daraus eine Formel zur Bestimmung der Ladespannung in Abhängigkeit des Stromes (xC als C-Rate) und des SOC entwickelt.

$U_B (SOC,xC) = U_R (SOC) + U_K + SOC^2 (0,35 + 0,15\ xC)$

U_B : Bulkspannung

U_R: Ruhespannung

U_K: Spannungsfall durch Kristallisation

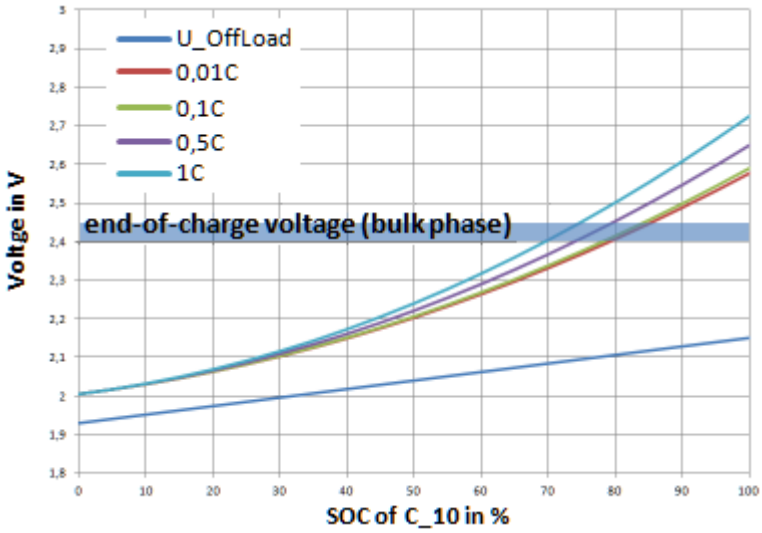


Abbildung 3: Abhängigkeit der Zellspannung vom Ladestrom und SOC_{10} für verschiedene Ladeströme

Je höher also der Entladestrom, desto eher wird die Spannungsgrenze zur nächsten Phase erreicht – desto niedriger ist jedoch auch der SOC bei dieser Spannung.

Aus den unterschiedlichen Spannungsniveaus zwischen Laden und Entladen lässt sich weiterhin auch der Ah-Wirkungsgrad einer Zelle im Betrieb berechnen.

4.7.3 Zyklen, Lebensdauer

Auf den Datenblättern angegeben wird die nach Norm (DIN EN 60896) gemessene Anzahl von Zyklen von Entlade- und Ladevorgängen, nach denen die noch entnehmbare C_3-Kapazität bis zu einer Ladeschlussspannung von 1,7V noch 80% der Bemessungskapazität (laut Norm auch C_3) beträgt.

Nach Norm für verschlossene Zellen wird in den Zyklen mit Strömen von 2 I_{10} 2h lang entladen, was einer Entladetiefe von DOD = 40% bezogen auf C_{10} entspricht. Bei geschlossenen Zellen sind es 3h mit 2 I_{10}, weswegen man hier eine Entladetiefe von DOD = 60% erreicht.

Das Diagramm „Zyklenzahl über Entladetiefe“, das sich auf vielen Datenblättern findet (siehe unten aus Datenblättern von drei verschiedenen Herstellern), extrapoliert dieses eine, nach Norm gemessene Wertepaar immer etwa nach dem Zusammenhang „halbe Entladetiefe – doppelte Zyklenzahl“. Dieser ideale Zusammenhang ist mit gestrichelten Linien dargestellt.

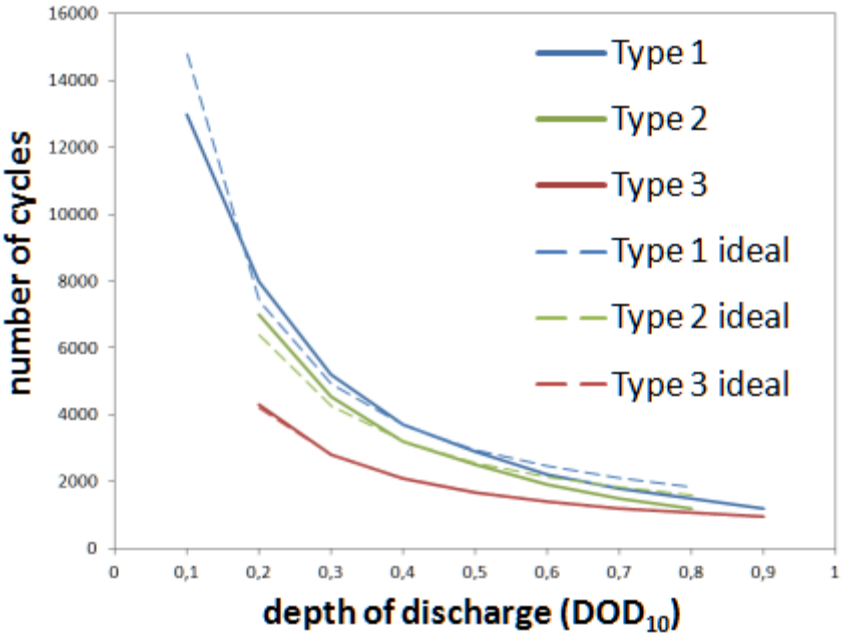


Abbildung 4: Zusammenhang zwischen Entladetiefe und Zyklenzahl verschiedener Batterien

In der Praxis wirkt sich eine tiefer gehende Zyklisierung in der Regel aber stärker auf den Kapazitätsverlust aus als eine flache, weswegen die angegebenen Kurven von der Idealform abweichen. Dies kann mit Korrekturfaktoren berücksichtigt werden, die je nach Batterie-Baureihe und Hersteller variieren.

Während der gesamten Simulation wird (nur im Falle des Entladens) eine Amperestunden-Bilanz gebildet, wobei bei jedem Zeitschritt die aktuell entnommene Kapazität, gewichtet mit den Korrekturfaktoren für die Zyklenbelastung f_{Ah} aus obenstehender Grafik, hinzuaddiert wird.

Diese Ah-Bilanz kann mit der nach Norm gemessenen Gesamtzyklenzahl ins Verhältnis gesetzt werden und geht dann in die Berechnung des Kapazitätsrückgangs ein, so dass nach Erreichen der Gesamtzyklenzahl die Nennkapazität auf 80% gesunken ist:

$C_N (C_{Ah}) = C_{N,o} (1-0{,}2 \zeta)$

mit der Zyklenbelastung

$$\zeta = \frac{\sum_{i=0}^{now}(f_{Ah,i}(DOD_{10}) \cdot I_i \cdot t_i)}{C_{Ah,N}}$$

C_N : Nennkapazität

$C_{N,o}$: Nennkapazität zu Beginn der Nutzung

C_{Ah} : bilanzierte Ah-Kapazität

$C_{Ah,N}$: bilanzierte Ah-Kapazität der Normzyklen

Wenn man davon ausgeht, dass eine Batterie, deren Kapazität im Verlauf der Benutzung auf 80% des Anfangswertes gesunken ist, nicht mehr die Funktionen erfüllen kann, für die sie bestimmt war, müssen sie bei Erreichen einer Zyklenbelastung von 1 ausgetauscht werden.

Da die Zyklenbelastung als Systemgröße auch nach Austausch einer Batterie weitergezählt wird, wird ein zweiter, batteriebezogener Wert eingeführt, der State of Health, SOH:

$SOL = 1 - \Delta\zeta$

$\Delta\zeta$: Änderung der Zyklenbelastung seit dem letzten Austausch

Eine Batterie mit SOH=1 ist neu, eine Batterie mit SOH=0 wird ausgetauscht.

Die Lebensdauer ergibt sich im Umkehrschluss aus dem nach der Simulation von einem Jahr erreichten Zyklenbelastung:

$t_{Leben} = t_{Simulation} / \zeta$

t_L : Lebensdauer

t_S : Simulationszeitraum

4.8 Verbrauch

Der Verbrauch wird in stündlichen Zeitreihen an die Simulation übergeben.

Die Zeitreihen werden aus den eingegebenen Lastprofilen und Einzelverbrauchern durch Addition erzeugt:

$$\text{Verbrauch(h)} = \sum_{k=0}^{n} \text{Lastprofile(h)} + \sum_{k=0}^{n} \text{Einzelverbraucher(h)}$$

4.9 Lastprofile

*Verbrauch(Stunde) = Jahresstromverbrauch * (Monat%) / ((365/12)) * Stunde%*

! Damit dies funktioniert müssen alle Lastprofilangaben auf 100% normiert sein. Wenn das nicht der Fall ist weichen die Werte leicht ab. Es wird die Last trotzdem so verteilt, dass die vorgegebene Jahressumme erreicht wird.

4.10 Einzelverbraucher

Auch die Einzelverbraucher werden aus den Dialogen als stündliche Zeitreihen an die Simulation übergeben. Das heißt, der Verbrauch in einer Stunde wird als konstant angenommen. Ein Gerät, das in der Stunde 15min läuft wird gerechnet als ein Gerät, das 1h mit einem ¼ der Last läuft.

So berechnen sich die Spitzenverbräuche von Einzelverbrauchern:

nutzerunabhängiger Verbraucher:	Betriebszeit = Jahresstrombedarf/Leistung*(Schaltet alle X Stunden)/8760
	Spitzenverbrauch = Leistung, wenn Betriebsdauer ≥ 1h
	Spitzenverbrauch = Leistung*Betriebsdauer/1h, wenn Betriebsdauer<1h
nutzerabhängiger Verbraucher:	Spitzenverbrauch = Leistung
Kurzzeitverbraucher:	Spitzenverbrauch = Leistung*Betriebsdauer/1h
Licht:	Spitzenverbrauch = Leistung

5 Menüs

In den Menüs und Untermenüs finden Sie weitere Funktionen und Optionen für die Verwaltung und Bearbeitung von Projekten.

5.1 Datei

Menü *Datei*

In der Dateiverwaltung können Sie neue Projekte anlegen, Projekte öffnen, speichern, sowie das Programm beenden.

- Unter *Neues Projekt* können Sie entweder mit den Standardvorgabewerten des Programms arbeiten oder das Projekt mit einer selbst erstellten *Vorlage* beginnen. Hierbei bietet es sich an, häufige Eingaben wie z. B. ein PV-Modul in einer Vorlage abzulegen und mit dieser Vorlage neue Projekt zu starten.
- Unter *Öffnen* können Sie wählen, ob sie eine Projekt oder eine Vorlage bearbeiten möchten.
- Unter *Import* können Sie Projekte von folgenden Programm(en) importieren:
  - *PV*express 3.0*
  - *PV*SOL Pro / PV*SOL Expert*
- Unter *Import von PV*SOL Pro* können Sie Projekte dieses Programms importieren.
- Unter *Speichern* können Sie wählen, ob sie eine Projekt oder eine Vorlage speichern möchten.
- Bei *Speichern unter* können Sie Ihre Projektdatei unter neuem Namen oder/und außerhalb des Standardverzeichnisses ablegen.

-› Siehe auch:

- Regionaleinstellungen: Vorgaben für neue Projekte: Einheitensystem, Land, Standort, Klima
- Verzeichnisse: Vorgabe für den Standardordner

5.2 Datenbanken

Menü *Datenbanken*

Im Menü *Datenbanken* können Sie folgende Datenbanken ansehen, verändern und neue Datensätze anlegen:

- Batterien, Bezugstarife, Einspeisetarife, Lastprofile
- PV-Module*, Wechselrichter*

  Die Bearbeitung, Auswahl und Gruppierung der Datensätze wird im jeweiligen Datenbankauswahl-Dialog durchgeführt.

Um die Datenbank mit anderen Anwendern dieses Programms auszutauschen, benutzen Sie die Funktionen *Import* bzw. *Export Datenbank* mit dem Exportformat *.sdf.

Falls Sie Zugang zum Internet haben, können Sie Ihre Datenbanken aktualisieren. Das Update wird unter *Hilfe › auf Updates prüfen* gestartet und funktioniert automatisch. Selbst angelegte Datensätze werden davon nicht überschrieben.

! Übrigens: Diese Datenbanken werden von den Herstellern der Komponenten, insbesondere der PV-Module gepflegt und Ihnen von uns regelmäßig über ein Datenbank-Update zur Verfügung gestellt.

! Fehlt eine Komponente? Schicken Sie eine Email an info@valentin.de, wir leiten Ihre Anfrage an den Ansprechpartner des Herstellers weiter, der für deren Datenbank-Einträge zuständig ist.

-› Siehe auch:

Datenbank zurücksetzen

5.2.1 Datenbankauswahl

Menü *Datenbanken* › "Datenbank"

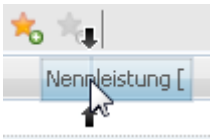
In dem jeweiligen Datenbank-Auswahldialog sind alle verfügbaren Bezugstarife / Einspeisetarife / Lastprofile / PV-Module / Wechselrichter dargestellt.

Baum (linke Seite)

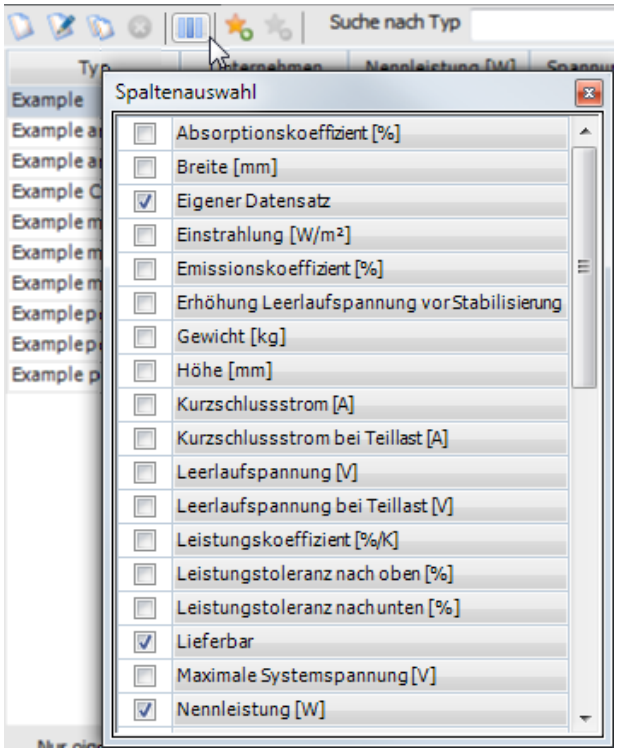
- Auf der linken Seite befinden sich Gruppen (Unternehmen oder Länder). Sie sind alphabetisch geordnet.
- a) In der Favoritenliste sammeln Sie diejenigen Produkte, die Sie häufig verwenden.
  Einzelne Komponenten oder (Hersteller-)Gruppen mit all ihren Produkten können zu den Favoriten hinzugefügt werden.
  b) Klicken Sie links im Baum auf *Favoriten*, um rechts in der Tabelle alle Favoriten aufgelistet zu sehen.
  c) Klicken Sie auf *Alle auswählen*, um diese Favoriten in die Kombinations-Berechnung einzubeziehen.
  d) Bestätigen Sie die Auswahl und verlassen Sie den Datenbank-Dialog mit *OK*.

Produkte-Tabelle (rechte Seite)

- Auf der rechten Seite erscheinen die Produkte der ausgewählten Gruppe in einer Tabelle.
- Die Produkte können durch Klicken auf den Spaltenkopf nach dem jeweiligen Parameter sortiert werden.
- Des weiteren kann die Spalte durch Drag & Drop auf den Spaltenkopf an einer anderen Stelle positioniert werden.



- Weitere Eigenschaften des Produktes können Sie der Tabelle im Dialog *Spaltenauswahl* hinzufügen.



Datensatzauswahl

Falls Sie die Datenbank aus einem Assistenten geöffnet haben, können Sie den Datensatz mit *OK* in das Projekt übernehmen.
Falls Sie die Datenbank über das Menü *Datenbanken* geöffnet haben, können Sie die Daten ansehen und ggfs. editieren, aber nicht übernehmen.

5.2.2 Eigene Datensätze anlegen und bearbeiten

Falls die Kontextmenü-Einträge *Neu* und *Auswahl kopieren* zugänglich sind, können neue Datensätze angelegt werden, vorhandene Datensätze bearbeitet, kopiert und gelöscht werden.

Systemdatensätze und eigene Datensätze werden unterschieden:

- Systemdatensätze werden mitgeliefert.
- Eigene Datensätze werden vom Anwender angelegt. Nur eigene Datensätze können bearbeitet oder gelöscht werden. Markieren Sie eine Zeile, öffnen Sie das Kontextmenü (rechte Maustaste) und wählen Sie *Bearbeiten*. In den jeweils angezeigten Dialogen können Sie die einzelnen Parameter verändern.

Suche und Filter

Um einen Produkttyp schnell zu finden, geben Sie den Namen oder Teile davon in das Feld *Suche nach Typ* ein. Mit der Eingabe Stern (*) am Beginn als Platzhalter können beliebige Zeichen abgebildet werden.

Einzelne Produkte können ebenfalls zu den *Favoriten* hinzugefügt werden.

Mit einem Auswahlfeld können nur die eigenen Datensätze angezeigt werden oder die nicht mehr lieferbaren Datensätze eingeblendet werden.

-› Siehe auch:

Datenbank zurücksetzen

5.3 Optionen

Menü *Optionen*

Die Optionen gelten für alle Projekte in PV*SOL advanced, sind also unabhängig vom gewählten Projekt. Sie bleiben beim Schließen des Programms erhalten.

Benutzerdaten

Menü *Optionen* › *Benutzerdaten*

Hier können Sie Ihren Firmennamen und die Adresse eintragen, sowie ein Firmenlogo einbinden. Diese erscheinen auf der Titelseite und in der Kopfzeile der Präsentation.

Programmoptionen

Menü *Optionen* › *Programmoptionen*

Hier können Sie das Verzeichnis für Ihre Projekte festlegen.

☑ *Automatische Updateüberprüfung* : Das Programm kann beim ersten täglichen Programmstart über das Internet prüfen, ob ein neues Release oder eine aktualisierte Datenbank verfügbar sind und diese auf Nachfrage herunterladen und installieren. Sie können diese Funktion ausschalten und das Update manuell über das Menü *Hilfe › Auf Updates prüfen* ausführen.
-› siehe auch: Internetupdate

☑ *Fehlermeldungen im Hinweisfenster*: Meldungen erscheinen in der unteren Meldungs-Leiste und zusätzlich in einem extra Fenster.

☑ *Warnungen zur Simulation im Hinweisfenster*: Warnungen erscheinen in der unteren Meldungs-Leiste und zusätzlich in einem extra Fenster.

Proxy-Einstellung

PV*SOL advanced übernimmt automatisch die die System-Proxy-Einstellungen Ihres Computers. Es gibt hier keine Eingabemöglichkeit mehr.

Regionaleinstellungen

Legen Sie hier Vorgaben für neue Projekte fest. Das aktuell geöffnete Projekt wird nicht verändert.

-› So gehen Sie vor:

1. Wählen Sie ein Einheitensystem:
   - *SI* : Alle Einheiten werden im metrischen System dargestellt.
   - *US*: (auch: Imperial), Alle Einheiten werden in US-Einheiten dargestellt. Dies betrifft Längenmaße und Temperaturen, sowie Kabelquerschnitte (AWG).
   - *SI Einheiten und American Wire Gauge*: Die Kabelbezeichnung "American Wire Gauge" (AWG) codiert den Durchmesser bzw. Querschnitt eines Drahtes, sie wird i.d.R. nur in den USA verwendet, gelegentlich aber auch in europäischen Datenbättern.
2. Wählen Sie *Land* und *Klimadaten*-Standort
   Land & Klimadaten sind dann bei allen neuen Projekten so voreingestellt.
3. Wählen Sie die *Region*
   Neue Projekte basieren auf typischen Vorgaben z.B. für die Schieflast in der Wechselrichterauswahl.

Zurücksetzen

- *Programmoptionen zurücksetzen*: Es werden die Sprache, alle Optionen und alle Standardwerte wieder auf den Auslieferungszustand zurückgesetzt. Das betrifft auch Werte, die Sie ausdrücklich als Standard gespeichert haben: Verschaltungskriterien, Randbedingungen der Wechselrichterverschaltung, Netzspannung und die Konfiguration der Präsentation.
- *Datenbanken zurücksetzen*: Die Datenbank wird auf den Auslieferungszustand zurückgesetzt. Selbst erstellte Datensätze gehen verloren.
  ! ABER: Projekte, die selbsterstellte Datensätze enthalten, funktionieren weiter. Die Datensätze werden beim Aufruf automatisch neu erstellt.
- *Programmoptionen und Datenbanken zurücksetzen*

5.4 Sprache

Menü *Sprache*

Wechseln Sie die Sprache über das Menü *Sprache*.

Das Projekt, z. B. der Modulflächenname wird dabei nicht geändert. Erst neue Projekte wenden die neue Sprache an.

5.5 Hilfe

Menü *Hilfe*

Im Menü *Hilfe* finden Sie:

- die *PV*SOL advanced Hilfe*
  - Dagegen öffnet die Funktionstaste F1 dieselbe Hilfedatei kontext-sensitiv, d.h., für jeden Dialog gleich an der zugehörigen Textstelle.
- das Nutzer-*Handbuch*, das dieselbe Information liefert, aber für Ausdrucke gedacht ist,
- die Option *Auf Updates prüfen*, falls Sie die Update-Überprüfung manuell anstoßen wollen, (sonst siehe Optionen › Programmoptionen › Automatische Updateüberprüfung)
- einen Link zu unserer Webseite *Produktpalette Photovoltaik*,
- *Weitere Internet-Services* auf unserer Webseite: *Onlineshop, Bestellschein, Homepage* der Valentin EnergieSoftware
- Die Software-*Registrierung*, um von der unregistrierten Demoversion auf die Vollversion aufzusteigen. Seriennummer und Freischaltcode werden hier angezeigt.
- *Info ...* zu *Programm*, Kontaktadressen, Copyrights, *System* und *Registrierung* (Lizenzvertrag, Bestellschein, Onlineshop).
  Hier können Sie die *Registrierung ändern*, z.B. eine neu erworbene Seriennummer eintragen.

5.5.1 Internetupdate

Menü *Hilfe › Auf Updates prüfen*

Das Programm prüft über das Internet, ob ein neues Release oder eine aktualisierte Datenbank verfügbar sind. Das Update wird auf Nachfrage automatisch heruntergeladen und installiert. Sie können diese Funktion unter *Optionen › Programmoptionen* ausschalten und das Update manuell über das Menü *Hilfe › Auf Updates prüfen* ausführen.

Datenbankupdate

Die Hersteller von PV-Modulen und Wechselrichtern erweitern und pflegen Ihre Datensätze per Internet in unseren Online-Datenbanken. Diese Erweiterungen werden von uns geprüft und Ihnen in regelmäßigen Datenbankenupdates zur Verfügung gestellt. So erhalten Sie stets die aktuellen und gültigen Komponenten.

Falls kein Internetzugang an Ihrem Arbeitsplatz vorhanden ist, kann die Datenbank von einem anderen Computer heruntergeladen und bei Ihnen importiert werden (im Menü *Datenbanken › Import*).

Falls ein Programmupdate zur Verfügung steht, muss dieses zuerst installiert werden, bevor ein Datenbankupdate gemacht werden kann.

Programmupdate

Das Programm wird um neue Produkteigenschaften erweitert und bekannte Fehler werden behoben. Diese Verbesserungen führen zu regelmäßigen Releases, die über ein Programmupdate verfügbar sind.

Proxy-Einstellung

PV*SOL advanced übernimmt die die System-Proxy-Einstellungen Ihres Computers.

6 Willkommen

Seite *Willkommen*

Hier finden Sie eine kurze Erklärung der Programmoberfläche.

Rechts sind die zuletzt bearbeiteten Projekte aufgelistet.

Links führen zur *Kurzanleitung* und zur *Programm-Info*.

-› Siehe auch:

- F1-Taste = kontext-sensitive Programmhilfe
- Im Menü *Hilfe* sind Links zur Programmhilfe und zum Handbuch.
- Aktuelle Programm- oder Datenbank-Updates: Gehen Sie zum Menü *Hilfe › Auf Updates prüfen*.
- Neu in dieser Version: http://www.valentin.de/sales-service/kundenservice/release-notes

10.Jun 2013

7 Projektdaten

Seite *Projektdaten*

Hier können Sie die Daten für Ihr Projekt eingeben:

- Angebotsnummer
- Bearbeiter
- Kundendaten* (siehe unten)
- Datum der Inbetriebnahme

Anlagenstandort

- Adresse der Anlage (Postleitzahl eingeben, *Suche* klicken -› Ort und Bundesland werden automatisch ausgefüllt)
  Diese Adresse sollte sich mit den auf der Seite *Anlagenart und Umgebung* ausgewählten Klimadaten übereinstimmen.

  ! Anhand der hier angegebenen Postleitzahl werden für U.S.-amerikanische Standorte die Stromanbieter und Förderbedingungen für die webbasierte Wirtschaftlichkeitsberechnung bestimmt.

  Klick auf : Das Feld *Adresse* zeigt, wie die Adresse im Projektbericht dargestellt werden wird.
  Sie können in diesem Dialog editieren, z.B. Adresszusätze einfügen, aber diese Änderungen werden wieder überschrieben, sobald Sie nocheinmal auf klicken.
- Projekttitel
- Projektbeschreibung
- Projektbild

Diese Projektdaten erscheinen auf der Titelseite bzw. in der Kopfzeile der Präsentation.

**Kundendaten*

-› So gehen Sie vor:

1. Klicken Sie die Schaltfläche *Kundendaten* › *Bearbeiten*
2. Tragen Sie Kontaktdaten wie Kundennummer Ihres Kunden ein.
3. Übernehmen Sie entweder die Adresse der Anlage oder tragen Sie eine eigene Kundenadresse ein.
4. Klicken Sie auf : Prüfen Sie, wie die Adresse im Projektbericht dargestellt werden wird.
5. Schließen Sie den Dialog mit *OK*.

8 Klima, Netz und Anlagenart

Seite *Klima, Netz und Anlagenart*

8.1 Klimadaten

Klimadaten werden für die Ermittlung des Jahresenergieertrages der Solaranlage in der Simulation gebraucht.

Ein Klick auf die Schaltfläche *Auswählen* öffnet die Klimadatenauswahl Meteosyn, strukturiert nach den Ländern der Erde.
Die Postleitzahlen, Breitengrad, Längengrad und Zeitzone helfen Ihnen den passenden Datensatz zu finden.

Wählen (oder erzeugen) Sie einen Klimadatensatz, der sich möglichst nah an Ihrem Projektstandort befindet.

Zu MeteoSyn gibt es eine eigene Hilfe, die Sie direkt aus MeteoSyn heraus aufrufen.

Simulationsparameter

Geben Sie folgende Leistungsverluste ein:

- durch *Abweichung vom Standardspektrum* AM 1.5:
  Die spektrale Fehlanpassung verändert die Wirkungsgradkennlinie des Moduls, die bei einem Standardspektrum gemessen wurde. In Mitteleuropa kann mit einem Korrekturfaktor im Jahresmittel von 1% gerechnet werden.

8.2 AC-Netz

Hier werden auch die Eigenschaften des Wechselstromnetzes festgelegt. Diese sind:

1. Die Anzahl der *Phasen*, die das AC-Netz bilden.
   In Nordamerika sind auch die zweiphasigen Topologien (auch Splitphase oder Einphasendreileiter Netze) in Gebrauch.
2. Die *Spannung (N-L1) zwischen Phase und Nullleiter*: in 1- oder 3-phasigen Netzen üblicherweise 230 V.
   Bei 2-phasigen Netzen mit 120V wird von einer Splitphase-Topologie ausgegangen, d.h., dass die beiden Phasen, L1 und L2 um 180 Grad phasenverschoben sind und so zwischeneinander 240V Spannungsdifferenz haben.

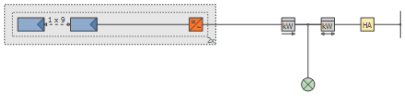
3. Blindleistungseinspeisung
   Geben Sie einen *Verschiebungsfaktor cos(phi)* zwischen 0,8 und 1 ein.
   Bei einem Faktor ‹1 wird die umsetzbare Wirkleistung des Wechselrichters kleiner. Bei einem cos(phi) von 0,95 kann nur 95% der Wechselrichterscheinleistung als Wirkleistung umgesetzt werden. Der Wechselrichter sollte daher um 5% größer dimensioniert werden.
   Ist der Wechselrichter zu klein dimensioniert, ergeben sich Ertragseinbußen in der Simulation.
4. ☑ Aktivieren Sie die *Einspeise-Abregelung* und geben Sie einen Wert in Prozent der installierten PV-Leistung ein.
   Beispiel: Bei einer installierten PV-Leistung von 5kWp und einer Abregelung auf 70% würde die Wechselrichter-Ausgangsleistung AC-seitig auf 3,5 kW begrenzt werden.
   -› weitere Details zu Abregelung vs. Eigenverbrauch siehe: Glossar › Einspeiseleistung (AC), 70% (60%) Abregelung

Es sind Standardwerte hinterlegt, die Sie anpassen können. Die Netzspannung kann als Standard gespeichert werden, so dass sie in neu angelegten Projekten stets diesen Wert hat.

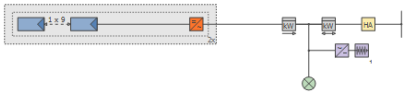
8.3 Anlagenart

- *Netzgekoppelte Anlage mit Volleinspeisung*, d.h. ohne Eigenverbrauch
- *Netzgekoppelte Anlage* für Anlagenstandorte in den U.S.A.: Ermittlung von möglichen Förderungen und der Wirtschaftlichkeit mit Hilfe eines Webservices.
  -› siehe Wirtschaftlichkeit USA - Webservice

- *Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern (sog. "Eigenverbrauch") und Überschusseinspeisung*
  -› Die Seite *Verbrauch* wird aktiviert.



- *Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern und Batteriesystem - Überschusseinspeisung*
  -› Die Seiten Verbrauch und Batteriesystem werden aktiviert.
  Das System besteht aus PV-Anlage mit



Eigenverbrauch und einem AC-gekoppelten Batteriespeicher. Die Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus Einsparungen beim Strombezug und der Einspeisevergütung. Nur der Eigenverbrauchsanteil kann durch den Batteriespeicher erhöht werden.

-› Siehe auch:

Meldungen

9 Verbrauch

Seite *Verbrauch*

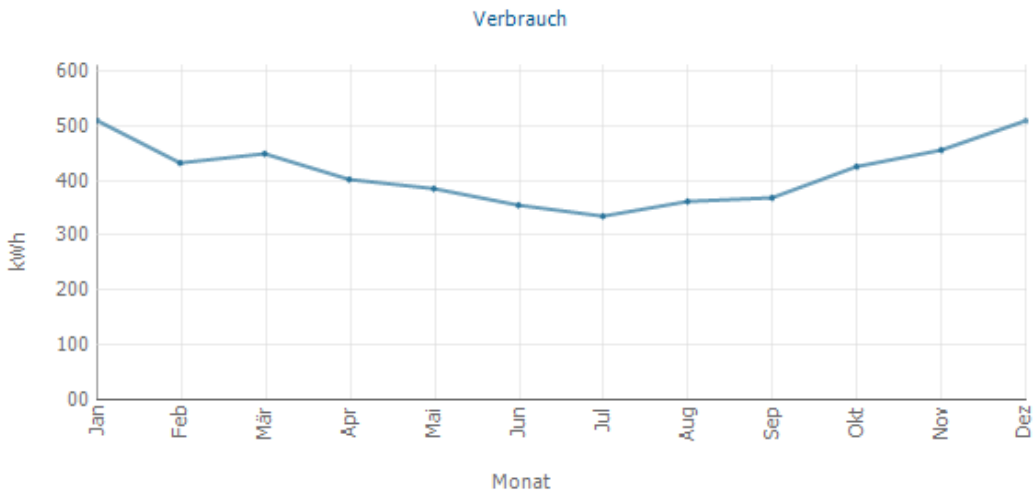
Definieren Sie den Energiebedarf der angeschlossenen Geräte, der sich aus Messwerten, Lastprofilen und Einzelverbrauchern zusammensetzt.

-› Voraussetzung:

Anlagenart: - Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern - Überschusseinspeisung
- Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern und Batteriesystem - Überschusseinspeisung

-› So definieren Sie den Stromverbrauch, der mit der PV-Anlage gedeckt werden soll:

1. Um - so vorhanden - eigene *Lastprofile zu importieren*, klicken Sie auf *Auswählen*.
2. Um *definierte Lastprofile* auszuwählen, klicken Sie auf *Auswählen*:
   Es öffnet sich ein Dialog in dem Sie links eine Liste der verwendeten Verbraucher sehen.
   -› Sie können Lastprofile im Menü *Datenbanken › Lastprofile* selber anlegen und ändern.
3. Geben Sie *Einzelverbraucher* an: Klicken Sie *Auswählen*.
   Der Dialog *Definition der elektrischen Verbraucher über Einzelverbraucher* wird geöffnet.
4. Sie sehen eine Grafik, die den Gesamtverbrauch übers Jahr darstellt.



5. Im unteren Bereich *Verbrauchswerte* und im Fenster *Projektstatus* wird der Gesamtverbrauch angezeigt.

9.1 Lastprofil - Messwerte importieren und anpassen

Seite *Verbrauch › Messwerte Auswählen › eigenes Lastprofil importieren*

Hier importieren Sie eigene Lastprofile, wählen bereits importierte Lastprofile aus und passen an das Projekt an.

Die Datenbank enthält bereits einige relevante Lastprofile.

-› Voraussetzung:

Anlagenart: - Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern - Überschusseinspeisung
- Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern und Batteriesystem - Überschusseinspeisung

-› So importieren Sie Lastprofile:

1. Gehen Sie zur Seite *Verbrauch*
2. Klicken Sie bei *Messwerte* auf *Auswählen*
3. Klicken Sie links oben die Schaltfläche *Neues Lastprofil importieren*. Ein Eingabefenster wird geöffnet.
4. Geben Sie dem Lastprofil einen *Namen*.
5. Kommentieren Sie bei Bedarf die Anwendungsgebiete des Lastprofils.
6. Wählen Sie ein *Zeitintervall* in Minuten aus.
7. Wählen Sie die *Anzahl Tage* 365 Tage oder 366 Tage für Schaltjahre.
   Die *Anzahl Werte*, die das Programm in der Datei entsprechend erwartet, wird zu Ihrer Kontrolle angezeigt.
8. Wählen Sie die *Einheit* Kilowatt oder Watt.
9. Wählen Sie das *Zahlenformat* aus:
   - ####.## mit Punkt,
   - ####,## mit Komma oder
   - #.####,## mit Tausenderpunkt.
10. Wählen Sie die *Datei* aus.
    Die Datei muss als Textdatei im Format .txt oder .csv vorliegen.
    Die Daten müssen aus einer Spalte mit Werten, ohne Kopfzeile bestehen.
11. Klicken Sie auf die Schaltfläche *Werte einlesen*.
12. *Schliessen* Sie den Import-Dialog.
13. Mit *Lastprofil löschen* entfernen Sie das ausgewählte Lastprofil aus der Datenbank. Sie können nur selbst angelegte Lastprofile löschen.

-› So passen Sie Lastprofile an das aktuelle Projekt an:

1. Wählen Sie links ein Lastprofil aus. Rechts sehen Sie die zugehörigen Daten.
2. Geben Sie den jährlichen *Energieverbrauch* für das aktuelle Projekt an. Das angepasste Lastprofil wird im Projekt gespeichert. In der Datenbank bleibt das Lastprofil unverändert.
3. Speichern und beenden Sie den Dialog mit *OK*.

9.2 Lastprofil - Verbraucherliste

Seite *Verbrauch › Lastprofil Auswählen › Definition der elektrischen Verbraucher über Lastprofil*

Sie sehen links eine Liste von Verbrauchern, jeweils mit Namen und Gesamtjahresenergieverbrauch,
darunter werden der aus ihnen berechnete *Gesamtjahresenergiebedarf* und der *stündliche Maximalwert* angezeigt. Der *stündliche Maximalwert* ist der höchste Energiebedarf, der in einer Stunde des Jahres vorkommt.

Rechts unten sehen Sie die Schaltflächen *Neuer Verbraucher* und *Schließen.*

-› So gehen Sie vor:

1. Klicken Sie auf *Neuer Verbraucher*, um einen weiteren Verbraucher zu definieren.
   Es können bis zu vier elektrische Verbraucher definiert werden.
2. Klicken Sie das Symbol für den elektrischen Verbraucher, um den Dialog *Stromverbraucher* für den ausgewählten Verbraucher zu öffnen.
   -› Details siehe Lastprofile - Verbraucher über Lastprofil
3. Wiederholen Sie den Vorgang für alle relevanten Verbraucher.
   Unter den Einzelverbrauchern wird der aus ihnen berechnete *Gesamtjahresenergiebedarf* und der *stündliche Maximalwert* angezeigt.
4. Verlassen Sie den Dialog mit *Schließen*.

9.3 Verbraucher über Lastprofil

Seite *Verbraucher › Lastprofile Auswählen › Definition der elektrischen Verbraucher über Lastprofil › El. Verbraucher über Lastprofil*

-› So gehen Sie vor:

1. Klicken Sie auf die Schaltfläche des Verbrauchers , es öffnet sich ein Dialog
2. Geben Sie einen Namen ein.
3. Definieren Sie den *Strombedarf*, d.h., den *Jahresstromverbrauch* in kWh, sowie den *Wochenendverbrauch* für Samstag und Sonntag in % des Werktagsverbrauchs.
4. Laden Sie ein Lastprofil aus der Datenbank über die Schaltfläche *Verbrauchsprofile*.
5. Tragen Sie bis zu drei Urlaubszeiten ein:
   - Klicken Sie auf die Schaltfläche *Urlaubszeiten*. Es öffnet sich ein Dialog.
   - Tragen Sie bis zu drei Urlaubszeiten ein.
   - Legen Sie einen Strombedarf in % des Werktagsverbrauchs fest.
   - Schließen Sie den Urlaubszeiten-Dialog mit *OK*.
6. Klicken Sie auf die Schaltfläche *Grafik*, um den zeitlichen Verlauf des Strombedarfs grafisch darstellen zu lassen.
   - Menü und Symbolleiste des Grafik-Dialogs bieten diverse Layoutfunktionen.
   - Nutzen Sie *Datei ›*, um die Grafik in die Zwischenablage zu kopieren oder auszudrucken.
   - Nutzen Sie *Tabelle*, um die numerischen Werte des Lastprofils auch in eine Tabellenkalkulation exportieren.
   - Klicken sie dazu mit der rechten Maustaste auf die X-Achse und dann im Kontextmenü auf *Skalierung*, legen sie das Anzeigeintervall und die Balkenbreite fest. Bestätigen sie mit *OK*.
   Die Werte befinden sich nun in der Zwischenablage und können in eine Tabellenkalkulation kopiert werden.
7. Bestätigen Sie die Eingaben mit *OK*.

Oder:

1. Um diesen Verbraucher zu löschen, markieren sie die Checkbox *Verbraucher löschen* und bestätigen sie mit *OK*.

Definieren von Lastprofilen

Sie können Lastprofile im Menü *Datenbanken › Lastprofile* selber anlegen und ändern.

9.3.1 Urlaubszeiten

Es können bis zu drei Ferienzeiten eingegeben werden.

- › So gehen Sie vor:

1. Tragen Sie bis zu drei Urlaubszeiten im Datumsformat dd.mm. ein.
   Falls keine Ferienzeit definiert werden soll, muß in die Eingabefelder von...bis das gleiche Datum eingegeben werden.
2. Legen Sie einen Strombedarf in % des Werktagsverbrauchs fest.
3. Schließen Sie den Urlaubszeiten-Dialog mit *OK*.

9.3.2 Definieren von Lastprofilen

Menü *Datenbanken › Lastprofile*

Sie können Lastprofile selber anlegen und ändern.

1. Gehen Sie zum Menü *Datenbanken › Lastprofile*, es öffnet sich der Dialog *Stromlastgang.* Hier können Sie Lastgänge aus der Datenbank laden, geladene Lastgänge editieren oder eigene Lastgänge definieren.
2. Klicken Sie auf die Schaltfläche *Laden*, wählen Sie aus der Liste einen Lastgang, der Ihren Anforderungen am nächsten kommt und bestätigen sie die Auswahl mit *OK.*
3. Tragen Sie für den Lastgang im Textfeld des Dialogs einen Namen ein.
4. Wählen Sie über einen Reiter den zu editierenden Tagesverlauf aus. Die Namen beziehen sich auf die Nordhalbkugel. (Nordsommer = Südwinter)
   Sommer = Mai, Juni, Juli, August
   Winter = November, Dezember, Januar, Februar
   Übergangszeit = März, April und September, Oktober
5. Wählen Sie im Auswahlfeld links jeweils eine Stunde des Tages aus. Der zugehörige prozentuale Stromverbrauch wird im Eingabefeld über dem Auswahlfeld editiert.
6. Wiederholen Sie diesen Vorgang für alle Stunden, die Sie editieren möchten.
7. Unter dem Auswahlfeld wird die *Summe* der prozentualen Werte des Stromverbrauchs angezeigt. Diese *Summe* muß 100% ergeben. Dies erreichen Sie entweder durch manuelle Anpassung der Werte oder durch Klick auf die Schaltfläche *Normieren.* Das Programm mittelt dann die Werte unter Berücksichtigung Ihrer Vorgaben.
8. Über die Schaltflächen *Kopieren* und *Einfügen* können die prozentualen Stromverbrauchswerte eines Tages auf einen anderen übertragen werden. *Einfügen* kopiert aus der Zwischenablage, d.h, die Werte können auch z.B. aus Excel stammen.
9. Der Karteireiter *Jahresgang* zeigt das Lastprofil des gesamten Jahres, dieser kann ebenfalls editiert werden.
10. Klicken Sie auf *Speichern* und vergeben Sie einen Namen, um Ihren persönlichen Lastgang abzuspeichern.

Anschließend können Sie diese Lastprofile für die Verbrauchsdefinition nutzen, wie oben beschrieben.

9.3.2.1 Liste der Lastprofile

Bäckerei mit Backstube, VDEW G5

Brauerei

Dorf mit Produktionsanlagen
Dorf ohne Produktionsanlagen

Einfamilienhaus (Mitteleuropa)
Einfamilienhaus (Spanien, Messwerte)
Einfamilienhaus (Südhalbkugel)
Einfamilienhaus (Südhalbkugel, bearbeitete Messwerte)

Finca Australien
Finca Mitteleuropa

Forschungszentrum

Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden, VDEW G2
Gewerbe werktags 8-10 Uhr, VDEW G1
Gewerbe, allgemein, VDEW G0
Gewerbe, durchlaufend, VDEW G3

Hallenbad 900 ² (nur gemessen an Winterwerktag)

Haushalt (Abendspitze)
Haushalt (Simulation, Werte für Standort mit überwiegend bedecktem Wetter)
Haushalt (Simulation, Werte für Standort mit überwiegend gutem Wetter)
Haushalt (Simulation, Werte für Standort mit überwiegend schlechtem Wetter)
Haushalt (Simulation, Werte für Standort mit überwiegend sonnigem Wetter)
Haushalt (Statistische Werte für Deutschland), VDEW H0
Haushalt (UK)

Krankenhaus 14.000 m² (nur gemessen an Winterwerktag)
Krankenhaus 16.000 m² (nur gemessen an Winterwerktag)
Krankenhaus 300 Betten - 1
Krankenhaus 300 Betten - 4
Krankenhaus 400 Betten
Krankenhaus 434 Betten
Krankenhaus 450 kW elektrisch

Laden (Friseur), VDEW G4

Landgut Ghana

Landwirtschaftsbetriebe (Milchwirtschaft / Nebenerwerbs-Tierzucht), VDEW L1
Landwirtschaftsbetriebe, übrige, VDEW L2
Landwirtschaftsbetriebe, VDEW L0

Lastgang mit konstantem Stromverbrauch über das gesamte Jahr

Mehrzweckhalle 2.300 m²

Polizeistation (Bereitschaftspolizei) 30.000 m² (nur gemessen an Winterwerktag)

Restaurant mit Klimaanlage

Schule 10.000 m² (nur gemessen an Winterwerktag)
Schule 18.500 m² (nur gemessen an Winterwerktag)
Schule mit Schwimmbad 21.500 2 (nur gemessen an Übergangswerktag)

Verwaltungsgebäude 1.000 Angestellte

Verwaltungsgebäude 16.000 m² (nur gemessen an Winterwerktag)

Warenhaus 11.000 m² (Mit RLT-Anlage)

Wochenendbetrieb, VDEW G6

Wohnhaus Durchschnitt Berliner Haushalte

Wohnkomplex

-› Siehe auch: Lastprofile definieren

9.3.3 Grafik

Die Grafik hat ein eigenes Menü, eine Symbolleiste und verschiedene Kontextmenüs (rechte Maustaste).

Einige Formatierungsmerkmale des jeweils markierten Teils der Grafikausgabe (Datensatz, Achsen) können mit Hilfe der Grafiksymbole geändert werden.

Die Symbole und die Kontextmenüs sind abhängig vom ausgewählten Objekt, wie Kurven, Achsen, Legende und Titel.

Grafikfenster-Symbolleiste

Durch das Klicken auf die roten Pfeilsymbole können Sie den nächsten oder den vorhergehenden Zeitraum darstellen lassen (nur wenn das Anzeigeintervall kleiner als ein Jahr ist).

Vergrößert und verkleinert die Schrift des markierten Objektes (Achsen, Titel, Legende).

Wechselt zwischen normaler und fetter Schrift des markierten Objektes (Achsen, Kurve, Titel, Legende)

Wechseln der Schriftart für alle Objekte.

Die markierte Kurve wechselt zwischen Linien- und Balkendarstellung.

Das Zeichenfeld wird entsprechend der markierte Achse gerastert.

Über die Zwischenablage können die Werte in andere Programme kopiert und z. B. in Excel bearbeitet werden.

Grafik auf Drucker ausgeben.

9.3.3.1 Anzeige-Zeitraum

Grafik-Menü *Anzeigen*

Unter *Anzeigen* können Sie bei Zeitachsen den Zeitraum bestimmen, der über die Zeitachse dargestellt werden soll. Sie können wählen zwischen Tag, Woche, Monat und Jahr. Eine davon abweichende Anzeige (beispielsweise zwei Monate) kann unter Achsen/ x-Achse formatieren ausgewählt werden.

9.3.3.2 Optionen

Grafikmenü *Optionen*

Legende: hier kann gewählt werden, ob die Legende dargestellt werden soll oder nicht.

Titel: hier kann gewählt werden, ob der Diagrammtitel dargestellt werden soll oder nicht.

9.3.3.3 Drucken

Es erscheint der Windows-übliche Dialog Druckereinstellungen, im Sie einen Drucker mit seinen Einstellungen auswählen können.

9.3.3.4 Titel

Grafik-Menü *Kurven* › Titel oder Kontextmenü

Klicken Sie den rechteckigen Rahmen im Grafikfeld an. Es wird ein Dialogfenster geöffnet.

Geben Sie der Grafik einen neuen Titel.

Schließen Sie das Dialogfenster. Der neue Titel wird angezeigt.

Mit der Maus können Sie nun den Titel an eine beliebige Stelle innerhalb der Grafik verschieben.

9.3.3.5 Kurven

Grafik-Menü *Kurven* oder Kontextmenü

Im Grafik-Menü *Kurven* werden alle ausgewählten Datensätze aufgeführt und können formatiert werden. Die aktuell gewählten Formatierungen sind durch Haken an den Menüpunkten gekennzeichnet.

Die einzelnen dargestellten Datensätze und y- und x-Achsen können auch in der Grafik durch einfaches Klicken mit der linken Maustaste markiert werden. Die Markierung ist durch Punkte in der Grafik kenntlich gemacht. Bei Kurven und bei der x-Achse muss zum Markieren immer unterhalb der Linie und bei der y-Achse links von der Achse geklickt werden!

Sind mehrere y-Achsen dargestellt, so wird unter jeder y-Achse die Kurvenfarbe der zu Ihr gehörenden Kurve gezeichnet, um die Zuordnung zu ermöglichen.

Durch Doppelklicken auf die x- und y-Achse werden die Dialoge *Formatierung der x-Achse* und *Formatierung der y-Achse* aufgerufen.

Durch Klicken auf die rechte Maustaste öffnet sich für die Achsen und die Kurven ein Kontextmenü mit den Menübefehlen zum aktuellen Objekt.

Die Skalierung der Achsen und die Position des Achsenkreuzes sind frei veränderbar. Anzeigeintervall von 1 Tag bis 1 Jahr. Alle Achsen und Achsenbeschriftungen sind formatier- und verschiebbar.

Eigene Y-Achse: Ordnen sie dem ausgewählten Datensatz eine weitere Y-Achse zu. Es erscheint der Dialog zur Skalierung der neuen Achse.

Klicken Sie die Auswahlmöglichkeiten *fett* oder *normal*, *Linie* oder *Balken* an, um die Kurve entsprechend darzustellen.

Unter *Farbe ändern* können Sie der Kurve eine andere Farbe geben.

unsichtbar: durch diese Auswahl wird die ausgewählte Kurve nicht gezeichnet. Die Kurve wird nicht gelöscht, sondern kann durch nochmalige Anwahl dieses Punktes wieder sichtbar gemacht werden. Mindestens eine Kurve muss immer sichtbar sein.

In dieses Untermenü gelangen Sie auch, indem Sie die gewünschte Kurve markieren und die rechte Maustaste betätigen oder über die Symbol-Schaltflächen.

9.3.3.6 X-Achse

Grafikmenü *Achsen › x-Achse* oder Kontextmenü

In diesem Dialogfenster wird der Zeitraum definiert, der auf einem Diagramm dargestellt werden soll und der Zeitraum, über den die Werte des Datensatzes summiert bzw. gemittelt werden.

Hier erscheinen unterschiedliche Dialoge abhängig davon, ob es sich bei der Grafik um eine zeitliche Darstellung handelt oder nicht.

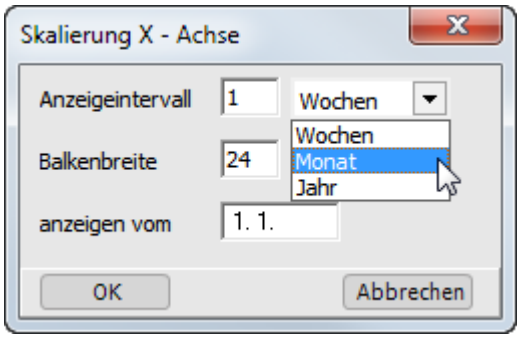


Bild: Skalierung der x-Achse (zeitliche Darstellung)

- Balkenbreite: Unter Balkenbreite wird der Anzeigezeitraum bestimmt, im die Daten zusammengefasst werden. Je nach dem welche Einheit Sie gewählt haben, werden die Werte der Datensätze in diesem Intervall entweder summiert (Energien) oder gemittelt (Leistungen, Temperaturen).
- Anzeigen von: Hier wird der Zeitpunkt des Jahres eingegeben, an dem die Darstellung der Datensätze begonnen werden soll (im Datumsformat).
- Anzeigeintervall: Unter Anzeigeintervall wird der Zeitraum definiert, der in der Grafik dargestellt werden soll. Mit der Auswahl Tag, Woche, Monat, Jahr wird neben dem Zeitintervall auch der Abstand und die Beschriftung des Hauptintervalls der x- Achse festgelegt.

9.3.3.7 Y-Achse

Grafikmenü *Achsen* › *y-Achse* oder Kontextmenü

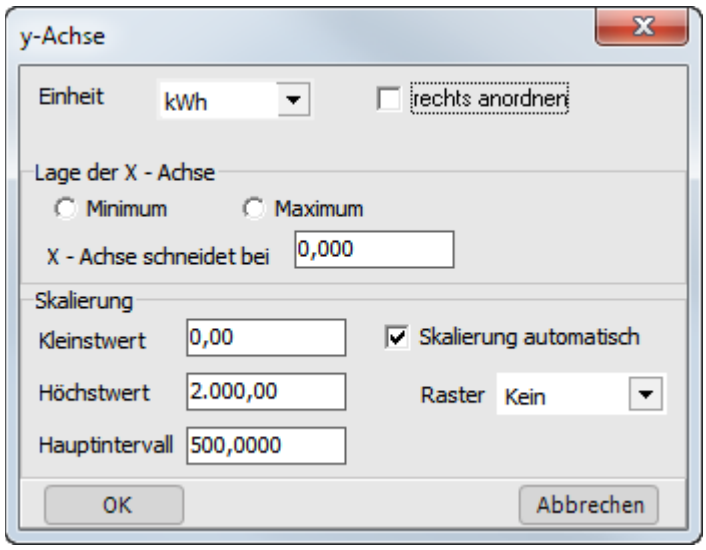


Bild: Eingabefeld zur Formatierung der y-Achse

Zu den Dialogen zur Skalierung der Achsen gelangen Sie über das Grafikmenü *Achsen*, durch Doppelklicken auf die Achse oder bei selektierter Achse über das Kontextmenü *Skalierung*, das Sie über die rechte Maustaste aufrufen können.

In diesem Dialogfenster wird die markierte Y-Achse formatiert.

Einheit: Unter Einheit wählen Sie die Einheit, in der die y-Achse und die zu Ihr gehörenden Kurven dargestellt werden sollen. Wenn Sie das Auswahlfeld *rechts anordnen* markieren, wird die y-Achse am rechten Rand des Diagramms angeordnet.

Lage der x-Achse: Hier definieren Sie den Schnittpunkt der x-Achse mit der y-Achse. Wählen Sie *Minimum,* wird die x- Achse am unteren Rand der y- Achse gezeichnet. Dagegen wird bei Auswahl von *Maximum* die x- Achse am oberen Rand der y- Achse gezeichnet. Möchten Sie die Lage der x-Achse frei bestimmen, tragen Sie im Feld *x-Achse schneidet bei* den gewünschten y-Wert ein.

Skalierung automatisch: Ist dieses Feld markiert, wird die Achse unabhängig von den unteren Eingaben anhand der Minimal- und Maximalwerte der zu der y-Achse gehörenden Kurven skaliert. Bei Änderung des Anzeigeintervalls der x-Achse wird die Skalierung aktualisiert.

Bei Änderung der nachfolgenden Skalierungswerte wird die automatische Skalierung sofort deaktiviert. Ist dies der Fall, gilt die eingegebene Skalierung für jedes Anzeigeintervall der x-Achse. Dies ist vor allem zum schnellen Vergleich verschiedener Anzeigenintervalle sinnvoll.

Kleinstwert: Eingegeben wird der kleinste darzustellende Wert in der aktuell gewählten Einheit.

Höchstwert: Eingegeben wird der größte darzustellende Wert in der aktuell gewählten Einheit.

Hauptintervall: Definition der beschrifteten Intervalle. Eingegeben wird das Intervall in der aktuell gewählten Einheit.

Hilfsintervall: Definition der Unterteilung der Hauptintervalle. Eingegeben wird das Intervall in der aktuell gewählten Einheit.

Raster: Es werden gepunktete oder durchgezogene Hilfslinien auf Höhe der Hauptintervalle gezeichnet.

9.3.3.8 Legende

Grafik-Menü *Kurven › Legende* oder Kontextmenü

In der Legende werden alle dargestellten Datensätze der jeweiligen Darstellung zugeordnet.

Hinter dem jeweiligen Namen des Datensatzes wird, falls Energien dargestellt werden, die Summe der Energie im dargestellten Zeitraum angezeigt.

Werden Leistungen, Temperaturen, Windgeschwindigkeit und Bewertungsgrößen (Deckung, Nutzungs- und Wirkungsgrade) dargestellt, werden die durchschnittlichen Werte im dargestellten Zeitraum angezeigt.

Das Legendenfeld kann markiert und verschoben werden.

9.3.3.9 Koordinaten-Feld

In der Fußleiste der Grafikausgabe befindet sich ein Feld, das die aktuellen Koordinaten wiedergibt, wenn der Mauszeiger sich innerhalb des Diagramms befindet. Datum und Uhrzeit sowie zugehöriger x-Wert der Position des Mauszeigers werden angezeigt.

9.4 Verbrauch durch Einzelverbraucher

Seite *Verbrauch › Einzelverbraucher Auswählen › Definition der elektrischen Verbraucher über Einzelverbraucher*

In diesem Dialog wird der Energiebedarf von bis zu 20 Einzelverbrauchern erfasst.

- › So gehen Sie vor:

1. Klicken sie auf die Schaltfläche
   Neu, um einen neuen Einzelverbraucher anzulegen,
   Laden, um einen bereits definierten Einzelverbraucher zu laden oder
   Löschen, um einen Einzelverbraucher zu löschen.
2. Der ausgewählte Einzelverbraucher wird links angezeigt.

   Um seine weiteren Eigenschaften zu definieren, klicken Sie auf das Symbol links neben dem Namen des Einzelverbrauchers.
   Es öffnet sich der Dialog *Einzelverbraucher*.
   -› Details siehe Einzelverbraucher definieren
3. Unter den Einzelverbrauchern wird der aus ihnen berechnete *Gesamtjahresenergiebedarf* und der *stündliche Maximalwert* angezeigt.
   Der *stündliche Maximalwert* ist der höchste Energiebedarf, der in einer Stunde des Jahres vorkommt.
4. Verlassen Sie den Dialog mit *Schließen*.

9.5 Einzelverbraucher

Seite *Verbrauch › Einzelverbraucher Auswählen › Definition der elektrischen Verbraucher über Einzelverbraucher › Einzelverbraucher*

-› So gehen Sie vor:

1. Klicken Sie auf die Schaltfläche Laden, um Verbraucher aus der Bibliothek einzulesen, und so die angebotenen Daten zu verändern.
2. Geben Sie einen *Namen* für den Einzelverbraucher an.
3. Wählen Sie einen *Typ* des Einzelverbrauchers und wählen eine aus. Die verschiedenen Typen bilden unterschiedliche Betriebszeiten ab, deshalb werden verschiedene Dialoginhalte angezeigt:

   nutzerunabhängiger Verbraucher (z.B. Kühlschrank):

   nutzerabhängiger Verbraucher (z.B. Fernseher)

   Kurzzeitverbraucher (z.B. Kaffeemaschine)

   Licht
4. Geben Sie die *Leistung* [W] und die *Standby-Leistung* [W], bei nutzerunabhängigen Verbrauchern auch den *Jahresstrombedarf* [kWh] an.
5. *Betriebszeiten*
   Je nach Auswahl des *Typs* werden im Bereich *Betriebszeiten* weitere zeitliche Definitionsmöglichkeiten eingeblendet, mit denen Sie die individuelle Betriebszeit des Einzelverbrauchers einschränken können:

Verbrauchertyp	Betriebszeit-Definition		
	alle Tage gleich / Wochentag	12 Monate	24h-Tag
nutzerunabhängiger Verbraucher		x	
nutzerabhängiger Verbraucher	x	x	x
Kurzzeitverbraucher	x	x	
Licht	x	x	x

6. Klicken Sie auf *Speichern*, um Ihre Eingaben zu sichern.
7. Verlassen Sie den Dialog mit *OK*.

9.5.1 Einzelverbraucher: Nutzerunabhängige Verbraucher

Ein nutzerunabhängiger Verbraucher ist z.B. ein Kühlschrank, eine Tiefkühltruhe.

Leistung: Leistung in [W]

Standby-Leistung: Die Eintragung ist nur möglich, wenn es sich nicht um einen Dauerverbraucher handelt.

Jahresstrombedarf: Der Jahresstrombedarf ist für durchgängigen ganzjährigen Betrieb anzugeben.

Betriebszeiten:

- Dauerverbraucher: Verbraucher ist durchgängig in Betrieb
- Schaltet alle...ein: Das Gerät schaltet alle X Stunden/Minuten ein. Die Schaltdauer wird aus dem Jahresstrombedarf und ggfs. der Standby-Leistung berechnet.

9.5.2 Einzelverbraucher: Nutzerabhängige Verbraucher

Ein nutzerabhängiger Verbraucher wird regelmäßig zu vom Benutzer festgelegten Zeiten betrieben; z.B. Fernseher, Computer.

Leistung: in [W] pro Benutzung

Standby-Leistung: Eingabe nur bei entsprechenden Verbrauchern. Die Standby-Leistung ist außerhalb der Betriebszeiten immer aktiv.

Betriebszeiten:

Uhr: Die Betriebsstunden werden durch Anklicken der Felder festgelegt (grünes Feld = in Betrieb)

☐ *alle Tage gleich*: Wird das Häkchen entfernt, können unterschiedliche Betriebszeiten für jeden *Wochentag* definiert werden.

keine weitere Einschränkung: Die Betriebsstunden gelten so, wie mit der Uhr definiert.

◉ *nur nachts:* : Die Betriebsstunden gelten nur, wenn gleichzeitig die Globalstrahlung gleich Null ist.

◉ *nur tags*: Die Betriebsstunden gelten nur, wenn gleichzeitig die Globalstrahlung größer Null ist.

in Betrieb: Klick auf Monats- oder Tagesfeld (grün) *außer Betrieb*: Klick auf Monats- oder Tagesfeld (weiß)	*in Betrieb*: Klick auf Stundenfeld (grün) *außer Betrieb*: Klick auf Stundenfeld (weiß)

9.5.3 Einzelverbraucher: Kurzzeitverbraucher

Ein Kurzzeitverbraucher ist ein nutzerabhängiger Verbraucher, der im Allgemeinen jeweils weniger als eine Stunde eingeschaltet wird; z.B. Bügeleisen, Kaffeemaschine.

Leistung: Strombedarf in [kWh] pro Benutzung

Standby-Leistung: Eingabe nur bei entsprechenden Verbrauchern. Die Standby-Leistung ist außerhalb der Betriebszeiten immer aktiv.

Betriebszeiten pro Benutzung:

- Angabe entweder der Nutzungsdauer in Minuten
- oder des Strombedarfs in Wh.

Benutzungen pro Stunde:

- Eingabe in der Benutzungen für jede Stunde des Tagen in der Stundenleiste;
- ☐ *alle Tage gleich*: Wird das Häkchen entfernt, können unterschiedliche Betriebszeiten für jeden *Wochentag* definiert werden.

9.5.4 Einzelverbraucher: Licht

Seite *Verbrauch › Einzelverbraucher Auswählen › Definition der elektrischen Verbraucher über Einzelverbraucher › Einzelverbraucher*

Als Licht wird ein Verbraucher definiert, der in Abhängigkeit von der Helligkeit eingeschaltet wird.

Leistung: Strombedarf in [kWh] pro Benutzung

Standby-Leistung: Eingabe nur bei entsprechenden Verbrauchern. Die Standby-Leistung ist außerhalb der Betriebszeiten immer aktiv.

Betriebszeiten:

☐ *alle Tage gleich*: Wird das Häkchen entfernt, können unterschiedliche Betriebszeiten für jeden *Wochentag* definiert werden.

Uhr: Die Betriebsstunden werden durch Anklicken der Felder festgelegt (grünes Feld = in Betrieb)

◉ *keine weitere Einschränkung*: Die Betriebsstunden gelten so, wie mit der Uhr definiert.

◉ *bei völliger Dunkelheit*: Die angegebenen Betriebszeiten gelten nur, wenn gleichzeitig die Globalstrahlung gleich Null ist.

◉ *bei einsetzender Dunkelheit*: Die angegebenen Betriebszeiten gelten nur, wenn gleichzeitig die Globalstrahlung kleiner 20 W/m² ist.

◉ *bei trübem Klima*: Die angegebenen Betriebszeiten gelten nur, wenn gleichzeitig die Globalstrahlung kleiner 50 W/m² ist.

in Betrieb: Klick auf Monats- oder Tagesfeld (grün)	*in Betrieb*: Klick auf Stundenfeld (grün)
außer Betrieb: Klick auf Monats- oder Tagesfeld (weiß)	*außer Betrieb*: Klick auf Stundenfeld (weiß)

10 PV-Module

Seite *PV-Module › Modulfläche i*

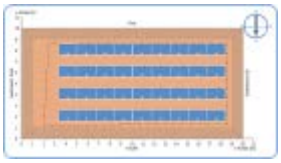
Auf dieser Seite wählen Sie PV-Module aus der Datenbank aus und setzen Parameter für die Modulfläche.

-› So definieren Sie die Modulfläche:

1. Geben Sie der Modulfläche im Baumverzeichnis links einen Namen. Weitere Modulflächen können sie über die Werkzeug- oder Symbolleiste anlegen, kopieren oder löschen.
2. *Moduldaten*: Wählen Sie ein PV-Modul aus: Klicken Sie die Schaltfläche *Auswählen*, um die PV-Module-Datenbank zu öffnen.
   Wählen Sie einen PV-Modultyp aus.
   Typ und Nennleistung werden angezeigt. Weitere Modul-Kennwerte für dieses Modul erhalten Sie durch Klick auf .

   Übrigens: Die Datensätze werden von den Herstellern regelmäßig gepflegt und erweitert. Sie erhalten die neuesten Datensätze über das Datenbank-Update.

3. **Eingabe der Modulfläche mit grafischer Belegung:**
   a. Wählen Sie bei *Eingabe der Modulfläche* die Option *Grafische Belegung*.
   Die Dachansicht und -belegung wird verkleinert angezeigt.

   b. Klicken Sie auf die Schaltfläche *Bearbeiten*, um die PV-Modulanzahl, Ausrichtung, Neigung und Einbausituation über Eingabe der Dachbelegung mit den jeweiligen Sperrobjekten zu ermitteln.
   -› siehe: Grafische Belegung

3. **Eingabe der Modulfläche durch direkte Eingabe der Moduldaten:**
   a. *Eingabe der Modulfläche*: Wählen Sie *Direkte Dateneingabe*.
   b. Geben Sie die *Modulanzahl* an.
   c. Klicken Sie auf den Link *Gewünschte Generatorleistung*.
   Tragen Sie den Wert in kWp ein.
   Bestätigen Sie mit *OK*. Die Modulanzahl wird automatisch entsprechend eingetragen.

d. Klicken Sie auf den Link *Gewünschtes Verhältnis zum Verbrauch*.
Es wird anhand des Verbrauchs im Betrachtungszeitraum berechnet, wieviele Module benötigt werden, um den angegebenen Anteil der benötigten Energie zu erzeugen:
- Tragen Sie das *gewünschte Verhältnis* PV-Energie (DC) zum Verbrauch ein.

- Tragen Sie für Anlagen mit Volleinspeisung den *Jahresverbrauch* ein.
- Tragen Sie für Anlagen mit Überschusseinspeisung den *Betrachtungszeitraum* ein.
- Bestätigen Sie mit *OK*. Die Modulanzahl wird berechnet und automatisch eingetragen.

e. Die *Ausrichtung* beschreibt die Lage der Modulfläche in Bezug auf die Himmelsrichtung. Sie ist unabhängig vom Klimadaten-Standort, d.h., auf der Nord- und Südhalbkugel gleich. Die Windrose verdeutlicht Ihre Einstellungen.

Ausrichtung	Azimut		
		Nordhalbkugel	Südhalbkugel
Nord	0	180	0
Ost	90	-90	90
Süd	180	0	180
West	270	90	-90

f. Der *Azimut* hängt ab vom exakten Klimadaten-Standort ab, der auf der Seite *Klima, Netz und Anlagenart* in den *Klimadaten* ausgewählt wurde. Er beschreibt die Abweichung der Normalen der Modulfläche von der Südrichtung (Nordhalbkugel) bzw. der Nordrichtung (Südhalbkugel). Sie beträgt 0°, wenn die Fläche genau zum Mittagsstand (Zenit) der Sonne ausgerichtet ist.
PV*SOL advanced erkennt am Klimadatensatz, der den Breitengrad enthält, ob sich die Anlage auf der nördlichen oder südlichen Erdhalbkugel befindet.

g. Die *Neigung der PV-Module* beschreibt den Winkel zwischen der Waagerechten und der Modulfläche:

- 0° entspricht einer horizontalen,
- 90° einer vertikalen Montage.

h. *Einbausituation*:
Wählen Sie eine Montageart:

- *Dachparallel*, wenn die Module mit einem Abstand über der Dachhaut montiert werden.
- *Dachintegriert - hinterlüftet* wenn die Anlage auf einer Unterkonstruktion parallel zur Dachhaut aufgebracht wird. Hinterlüftung trägt zur Kühlung der Module und damit höherer Leistung bei.
- *Dachintegriert - nicht hinterlüftet* wenn die Module die Dachhaut bilden.
- *Aufgeständert - Dach* , wenn die Module auf einem Dach aufgeständert montiert werden.
- *Aufgeständert - Freifläche* , wenn die Module ebenerdig aufgeständert montiert werden.

4. Weitere Parameter:
Geben Sie folgende Leistungsverluste ein:

3.

- *Leistungsverluste durch Spannungsabfall in den Bypass-Dioden*
  Die Verluste durch den Spannungsabfall an den Sperrdioden der Module können meist vernachlässigt werden.
- *Leistungsverluste durch Mismatch oder Minderertrag* bei Abweichungen von den Herstellerangaben:
  Aufgrund von Fertigungstoleranzen können bei Modulen unterschiedliche MPPs (Mismatching) vorliegen oder die Module erreichen nicht die volle, angegebene Leistung (Minderertrag). Die dadurch entstehenden Leistungseinbußen können von 1 bis 5 % betragen.
  Hier sind nicht die Mismatch-Effekte gemeint, die auftreten, wenn verschieden ausgerichtete Module, d.h. mehrere Generatoren mit einem Anlagenwechselrichter verschaltet werden, diese Verluste werden bei der Simulation bestimmt.
- *Bodenreflexion (Albedo)*
  Durch die Reflexion der Strahlung am Boden bzw. in der Umgebung erhöht sich die Einstrahlung für den PV-Generator.
  Bei einem Untergrund von Schnee ist der Albedo 80%, unter Normalbedingungen liegt der Albedo bei 20%.
  -› Albedo-Tabelle

  Geben Sie den mittleren jährlichen Albedo ein.
  Oder Sie geben den ☑ *Albedo in Monatswerten* ein, um z.B. in den Wintermonaten den Schnee zu berücksichtigen.

- *Leistungsverluste durch Verschmutzung*
  Die Verluste durch Verschmutzung sind ab einem gewissen Neigungswinkel (ca.20%) vernachlässigbar.

4. Mit Photo Plan erstellen Sie eine Ansicht des Gebäudes mit PV-Modulen. Diese Ansicht können sie in die Präsentation für den Kunden einbinden.
   Klicken Sie bei *Photo Plan - Fotovorschau der Dachbelegung* auf die Schaltfläche *Bearbeiten*.
   -> Siehe Photo Plan

Die *PV-Generatorleistung* wird entsprechend berechnet und unten rechts angezeigt.

10.1 Dachbelegung mit Photo Plan

Seite *PV-Module › Photo Plan - Fotovorschau der Dachbelegung*

Mit Photo Plan können Sie eine fotorealistische Planung Ihrer Dachflächen erstellen. Es ermittelt Modulanzahl, Neigung und die Koordinaten der Modulfläche. Sie können diese Werte übernehmen. Sie müssen aber nicht zwingend mit der Modulanzahl des Projekts übereinstimmen. Zum Beispiel, wenn in der Fotovorschau Blindmodule enthalten sind.

Zu Photo Plan gibt es eine eigene Hilfe, die Sie direkt aus Photo Plan heraus aufrufen.

-› So gehen Sie vor:

1. Das Programm *Photo Plan* wird geöffnet.
2. Zur Bedienung von Photo Plan gibt es zwei ausführliche Videoanleitungen (siehe unten). Es wird empfohlen, das Einführungsvideo anzusehen.
3. Mit wenigen einfachen Eingaben zur Geometrie des Daches ist es möglich, sich eine Vorstellung vom künftigen Aussehen der Dachflächen zu verschaffen. Sie benötigen lediglich ein Foto des Daches. Photo Plan übernimmt aus PV*SOL advanced die Maße der ausgewählten Module.
4. Sie können in T*SOL das mit einigen solarthermischen Modulen belegte Dach als Photo Plan-Projekt exportieren, und hier in PV*SOL importieren, um die verbliebene Fläche mit Photovoltaik-Modulen zu belegen. Das funktioniert natürlich auch umgekehrt.
5. Zusätzlich können Dachfenster der Firma Velux® und Dachsteine der Firma Braas® eingeplant und dargestellt werden.
6. Das fertige Foto, die Modulanzahl und der Aufstellwinkel wird nach PV*SOL advanced übernommen.

è **Siehe auch:**

- Photo Plan - Einführungsvideo: http://valentin-tutorials.s3.amazonaws.com/Photo PlanTutorials/DE/Photo Plan_DE_1/Photo PlanDE1.html
- Photo Plan - Erweiterte Funktionalitäten: http://valentin-tutorials.s3.amazonaws.com/Photo PlanTutorials/DE/Photo Plan_DE_2/Photo PlanDE2.html

Vorher

Nachher

10.2 Dachbelegung

Seite *PV-Module* › (*Eingabe der Modulfläche*) *grafische Belegung* › *Eingabe*

Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgenerator* › *(Generatorleistung) Leistung aus Dachfläche bestimmen* › *Dachparameter* › *automatisch belegen* (Kontextmenü)

Die automatische Dachbelegung zeigt das aktuelle Dachprojekt inklusive Belegungs- und Sperrflächen.

-› Voraussetzung:

1. Wählen Sie auf der Seite *PV-Module* bei *Eingabe der Modulfläche* die Option *Grafische Belegung*.
2. Klicken Sie auf *Eingabe*.

-› Voraussetzung:

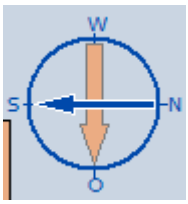
1. Wählen Sie im Dialog *Anlage › Technische Daten › Teilgenerator* im Bereich *Generatorleistung* die Option *Leistung aus Dachfläche ermitteln*.

Dies ist der Arbeitsablauf:

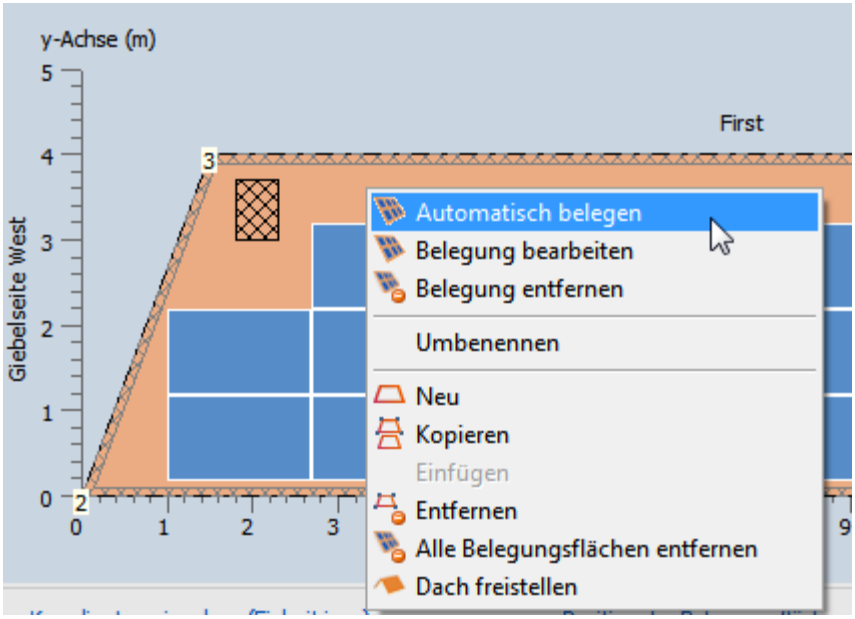
1. Geben Sie die Abmessungen, Ausrichtung und Neigung des Daches ein.
2. Definieren Sie die Sperrflächen.
3. Legen Sie die Einbauart der PV-Module fest.
4. Belegen Sie das Dach mit PV-Modulen.
5. Geben Sie die Abmessungen, Ausrichtung und Neigung des Belegungsfelds ein.

-› So gehen Sie vor:

1. Sie sehen die Dachansicht. Geben Sie Schornsteine und andere Sperrflächen als neue 2D-Objekte sowie Randabstände ein.
    - Belegungs- und Sperrflächen können per Drag&Drop verschoben werden.
    - Ist ein 2D-Objekt angewählt, so werden dessen Eckpunkte eingeblendet und können im Eingabefeld editiert werden.
    - Die Windrose oben rechts im Bild zeigt an, in welche Himmelsrichtung das Dach (Pfeil in Dachfarbe) orientiert ist. Die Orientierung von aufgeständerten PV-Modulen (blauer Pfeil) kann von der des Dachs abweichen.



2. Klicken Sie auf die Dachfläche und öffnen mit der rechten Maustaste das Kontextmenü.

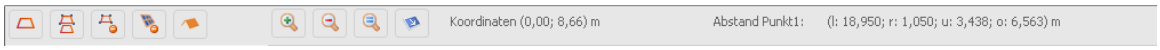


3. Wählen Sie *Automatisch belegen* oder *Belegung bearbeiten*.
   Zum Bearbeiten der Modulformationen stehen Ihnen folgende Tastaturkürzel zur Verfügung:
   - STRG + Linke Maustaste: Mehrfachauswahl
   - SHIFT + Linke Maustaste: Auswahl einer Modulzeile
   - ALT + Linke Maustaste: Auswahl einer Modulspalte
4. Verkleinern oder vergrößern Sie die Dachansicht mit Hilfe der mittleren Maustaste/ des Mausrads.

10.2.1 Dachansicht - Toolbar

Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgenerator* › *Dachparameter*

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe*



Neues 2D-Objekt anlegen

Über die Schaltfläche *Neues 2D-Objekt anlegen* gelangen Sie in den Dialog Neues 2D-Objekt. Dort haben Sie die Möglichkeit neue Dach-, Sperr- oder Belegungsflächen zu definieren.

2D-Objekt kopieren

Nach Anwahl einer Sperr- oder Belegungsfläche können Sie diese durch Klick auf die Schaltfläche *2D-Objekt kopieren* (alternativ Strg-C) in den Zwischenspeicher kopieren. Anschließend können Sie die kopierte Sperr- oder das Belegungsfläche über *Rechtsklick - Einfügen* (alternativ Strg-V) in ihre Dachfläche einfügen.

2D-Objekt entfernen

Über die Schaltfläche *2D-Objekt entfernen* (alternativ Taste *Entfernen*) können Sie angewählte Sperrflächen, Belegungsflächen oder Module bzw. Modulformationen löschen.

Alle Belegungsflächen entfernen

Vorsicht! Durch einen Klick auf die Schaltfläche *Alle Belegungsflächen entfernen* werden alle Belegungsflächen gelöscht.

Alle 2D-Objekte (außer Dach) entfernen

Durch Klick auf diese Schaltfläche werden alle 2D-Objekte auf der Dachfläche gelöscht.

Zoom - Ansicht vergrößern

Mit dieser Schaltfläche zoomen Sie in die Dachfläche hinein.

Zoom - Ansicht verkleinern

Mit dieser Schaltffläche zoomen Sie aus der Dachfläche heraus.

Zoom - Optimale Ansicht wählen

Durch einen Klick auf diese Schaltfläche wird der optimale Zoomfaktor eingestellt.

Modulneigung anzeigen

Der Pfeil zeigt auf die Unterkante des Moduls:

bei dachplanen Modulen,

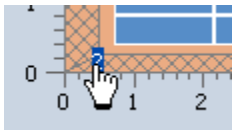
bei geneigten, aufgeständerten Modulen

Koordinaten

Zeigt die aktuelle Position des Mauszeigers an.

Abstand Punkt i

Rechts in der Toolbar wird der Abstand des angewählten Sperrflächen- oder Belegungsflächen-Punktes zu den äußeren Begrenzungen der Dachfläche angezeigt.



10.2.2 Treeview - Baumstruktur

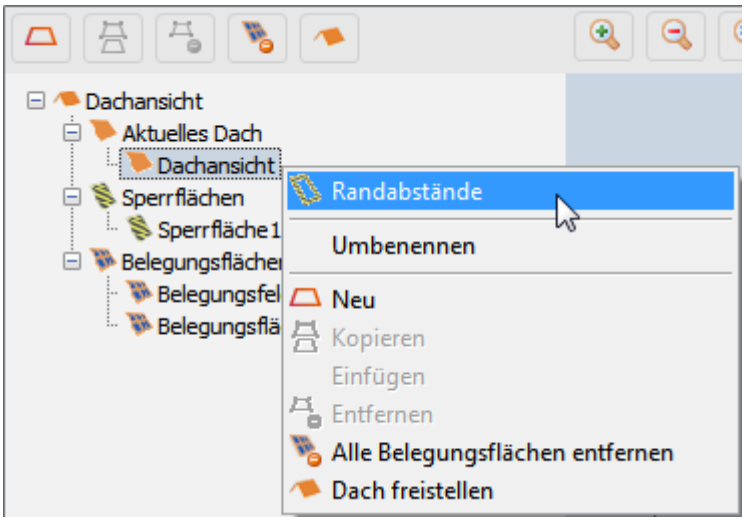
Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgen* › *Dachparameter*

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe*

Der Treeview bietet Ihnen eine Übersicht zu den in Ihrer PV-Anlage verwendeten 2D-Objekten.

Durch Linksklick auf ein Element wird das betrachtete 2D-Objekt markiert

Durch Rechtsklick auf ein 2D-Objekt öffnet sich ein Kontextmenü mit allen für das ausgewählte 2D-Objekt verfügbaren Funktionen.



10.2.3 Neues 2D-Objekt

Anlage (2D) › Technische Daten › Teilgenerator › Dachparameter › *Neues 2D-Objekt*

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe* ›

Hier können Sie neue 2D-Objekte für Ihr Projekt definieren.

-› So gehen Sie vor:

1. Klicken Sie auf die Schaltfläche . Der Dialog "*Neues 2D-Objekt*" wird geöffnet.
2. Wählen Sie zuerst oben links einen Objekttyp aus:
   Dachfläche,
   Sperrfläche oder
   Belegungsfläche.
3. Anschließend geben Sie unter *Bezeichnung* einen Namen für Ihr neues 2D-Objekt ein.
4. Abhängig vom gewählten Objekttyp stehen verschiedene *Standardformen* und Optionen für das neue 2D-Ojekt zur Verfügung:

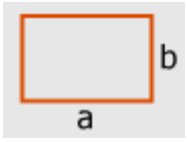
10.2.3.1 Neue Dachfläche

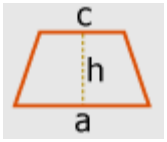
Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgenerator* › *Dachparameter* › *Neues 2D-Objekt* › *Dachfläche*

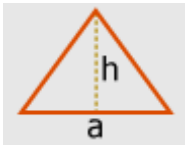
Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe* › *Neues 2D-Objekt* › *Dachfläche*

-› So gehen Sie vor:

1. Geben Sie dem Dach eine *Bezeichnung*.
2. Öffnen Sie den Dialog *Randabstände*, um dort Sperrflächen für die Ränder Ihres Daches festzulegen.
3. Wählen Sie eine geometrische *Standardform*:

   Rechteck 

   Trapez 

   Dreieck 

4. Geben Sie die Maße der Form an.
5. Für einfache Dachflächen ohne Sperrflächen und Randabstände:
   Wählen Sie die Option *Dach maximal belegen*, um die neue Dachfläche sofort mit einer gleich großen Belegungsfläche zu versehen.
6. Wiederholen Sie ggfs. den entsprechenden Vorgang für Sperrflächen und Belegungsflächen .
7. Verlassen Sie den Dialog mit *OK*.
   Das Dach wird entsprechend dargestellt.

10.2.3.2 Neue Sperrfläche

Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgenerator* › *Dachparameter* › *Neues 2D-Objekt* › *Sperrfläche*

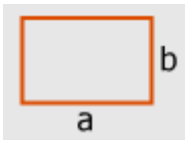
Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe* › *Neues 2D-Objekt* › *Sperrfläche*

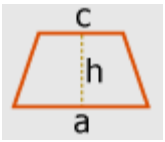
-› Voraussetzung:

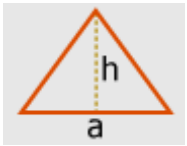
Sie haben die Dachfläche definiert.

-› So gehen Sie vor:

1. Geben Sie der Sperrfläche eine *Bezeichnung*.
2. Wählen Sie eine geometrische *Standardform*:

Rechteck 

Trapez 

Dreieck 

Kreis

3. Geben Sie die Maße der Form an.
4. Wiederholen Sie ggfs. den entsprechenden Vorgang für Belegungsflächen.
5. Verlassen Sie den Dialog mit *OK*.
   Das Dach wird entsprechend dargestellt.

10.2.3.3 Neue Belegungsfläche

Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgenerator* › *Dachparameter* › *Neues 2D-Objekt* › *Belegungsfläche*

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe* › *Neues 2D-Objekt* › *Belegungsfläche*

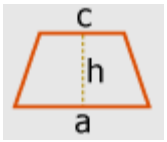
-› Voraussetzung:

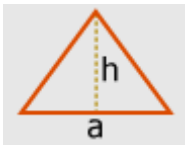
1. Sie haben die *Dachfläche* definiert.
2. Sie haben die *Sperrflächen* definiert.

-› So gehen Sie vor:

1. Geben Sie der Belegungsfläche eine *Bezeichnung*.
2. Wählen Sie eine geometrische *Standardform*:

   Rechteck

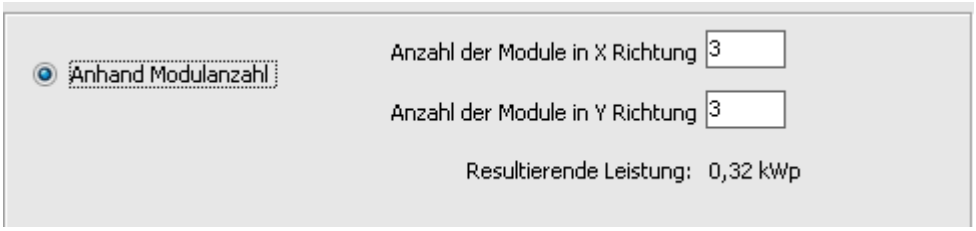
   Trapez 

   Dreieck 

3. Geben Sie die Maße der Form an.
4. Wählen Sie bei Bedarf die Option "*An Dachfläche anpassen*":

   Die neue Belegungsfläche erhält Form und Abmessungen der vorhandenen Dachfläche.

5. Wählen Sie bei Bedarf die Option "*Anhand Modulanzahl*":



   Die Größe der neuen Belegungsfläche wird anhand der aktuell festgelegten PV-Module bestimmt.
   Geben Sie hierzu Reihen- (*X-Richtung*) und Spaltenanzahl (*Y-Richtung*) der geplanten Modulformation ein.
   Die resultierende Leistung der Modulformation wird angezeigt.

6. *Wählen Sie bei Bedarf die Option "Anschließend belegen*, um die Belegungsfläche nach Verlassen des Dialogs automatisch mit PV-Modulen belegen zu lassen.

7. Verlassen Sie den Dialog mit *OK*.
   Das Dach wird entsprechend dargestellt.

10.2.4 Koordinaten, Ausrichtung, Position, Einbauart bearbeiten

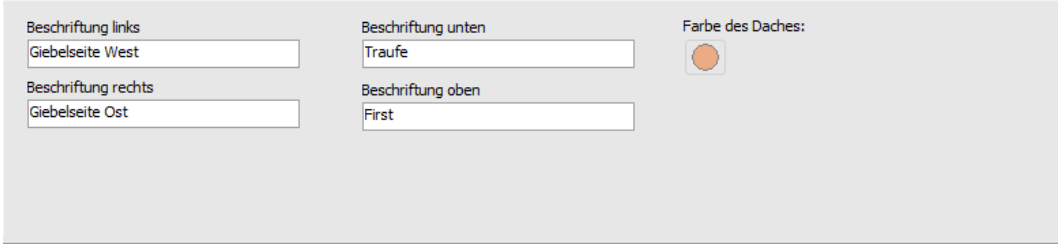
Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgen* › *Dachparameter* › Klick in Treeview

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe* › (Dachfläche auswählen) › (Eingabefeld unten)

Das Eingabefeld unterhalb der Dachvisualisierung variiert abhängig vom im Treeview angewählten Objekttyp:

Aktuelles Dach

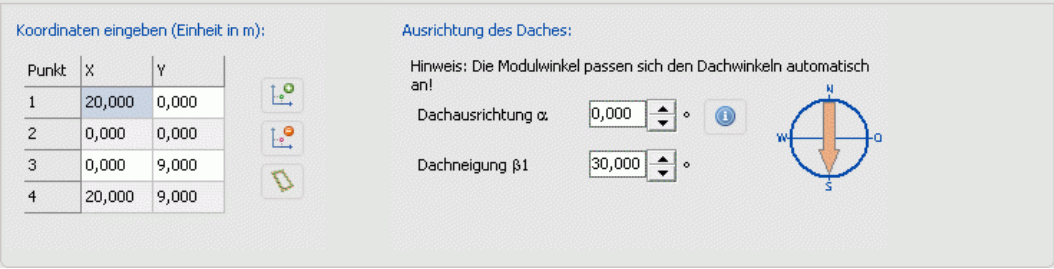
1. Wählen Sie im Treeview *Aktuelles Dach* . Im Eingabefeld werden die Beschriftungen der Dachbegrenzungen und die aktuelle Farbe des Dachs angezeigt.



2. Sie können die Beschriftungen verändern.
3. Klicken Sie rechts bei *Farbe des Daches* auf den Punkt in Dachfarbe, wenn Sie eine andere Farbe auswählen wollen.

Dachfläche

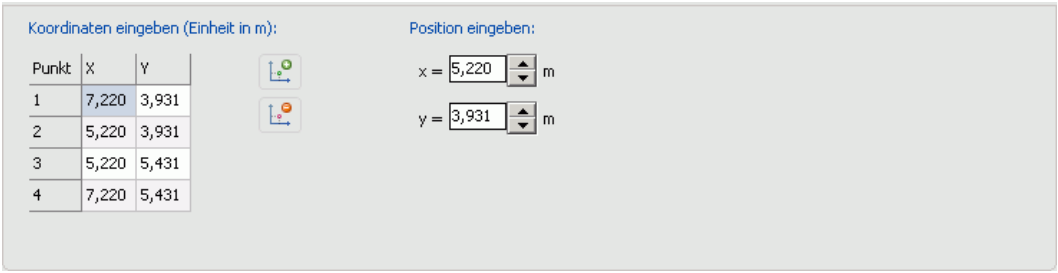
1. Wählen Sie im Treeview ein Dachobjekt (default: *Dachansicht*). Im Eingabefeld werden die *Koordinaten* der Punkte dieses Objektes angezeigt.



2. Sie können die *Koordinaten* einzelner Punkte des angewählten Objektes bearbeiten.
3. Sie können Punkte hinzufügen bzw. entfernen.
4. Mit einem Klick auf die Schaltfläche gelangen Sie in den Dialog Randabstände.
5. Rechts daneben können Sie die *Dachausrichtung* und die *Dachneigung* angeben. Die Windrose mit dem Pfeil in Dachfarbe zeigt die Ausrichtung des Daches an.

Sperrfläche

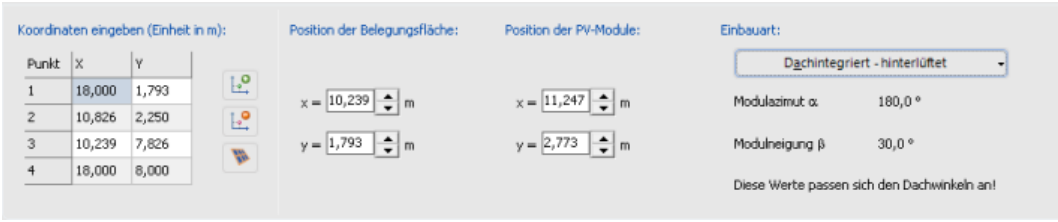
1. Wählen Sie im Treeview eine Sperrfläche.



2. Sie können die Koordinaten einzelner Punkte des angewählten Objektes bearbeiten.
3. Unter *Position eingeben* können Sie die Position des gesamten gewählten Objektes eingeben.

Belegungsfläche

1. Wählen Sie im Treeview eine Belegungsfläche.

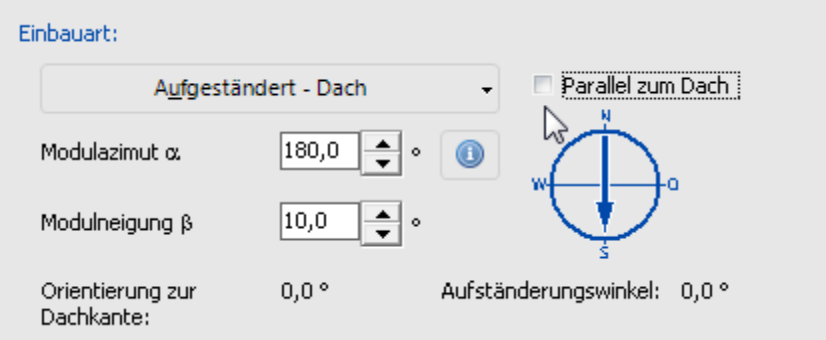


2. Sie können die *Koordinaten* einzelner Punkte bearbeiten.
3. Sie können Punkte hinzufügen bzw. entfernen.
4. Vertikale und horizontale Abstände der Module und die Über die Schaltfläche rechts neben den Koordinaten gelangen Sie in den Dialog *Modulbelegung*.
5. Bearbeiten Sie die *Position der Belegungsfläche* und die *Position des PV-Modulfelds* bei Bedarf.
6. Wählen Sie eine *Einbauart*:
   - *Dachintegriert - nicht hinterlüftet*
   - *Dachintegriert - hinterlüftet*
   - *Dachparallel*
   - *Aufgeständert - Dach*
   - *Aufgeständert - Freifläche*

1. Der Bereich Einbauart ändert sich je nach gewählter Einbauart

7. Dachparallele PV-Module: Modulazimut und Modulneigung werden den Dachparametern entnommen und angezeigt.

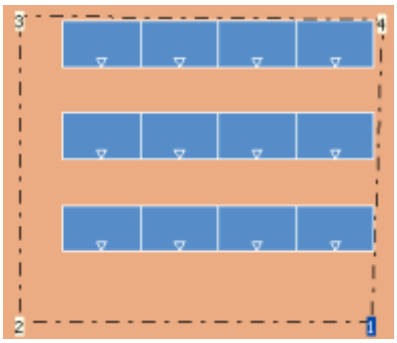
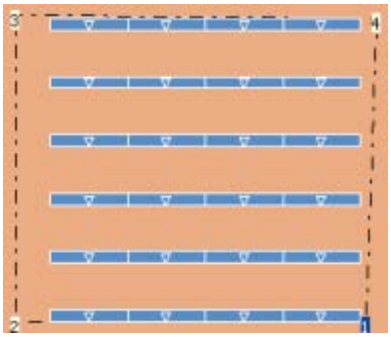
8. Aufgeständerte PV-Module:



9. - Wählen Sie eine *Einbauart*:
   - *Dachintegriert - nicht hinterlüftet*
   - *Dachintegriert - hinterlüftet*
   - *Dachparallel*
   - *Aufgeständert - Dach*
   - *Aufgeständert - Freifläche*

2. - Geben Sie den *Modulazimut* an.
   Wenn Sie die Module drehen, wird die Modul-Belegung neu berechnet.

- Geben Sie die *Modulneigung ß1* an. Je steiler die Neigung, um so schmaler sind die Module in der Projektion dargestellt:

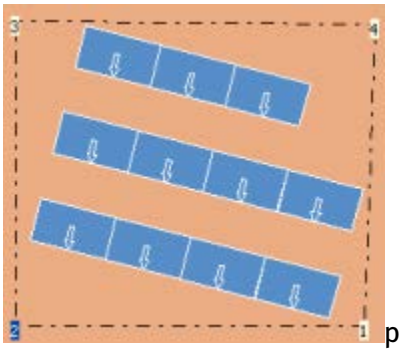
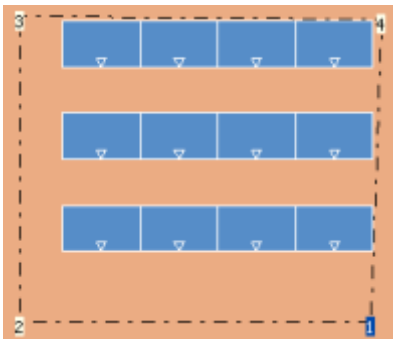
30°:  85°: 

Wenn Sie die Modulneigung ändern, dann sollten Sie den Gestellabstand anpassen,

um die Verschattung der dahinter liegenden Reihe zu minimieren -› siehe Modulbelegung .

Die Orientierung zur Dachkante und der Aufständerungswinkel werden berechnet.

- Klicken Sie auf , um im Dialog *Reihenabstand* weitere Winkel und Abmessungen anzuzeigen.
- Wählen Sie die Option *Parallel zum Dach*, um die Module parallel zur Dachkante auszurichten:

schräg:  parallel: 

Der Modulazimut wird dann von der Ausrichtung der Dachfläche übernommen.

10.2.5 Randabstände

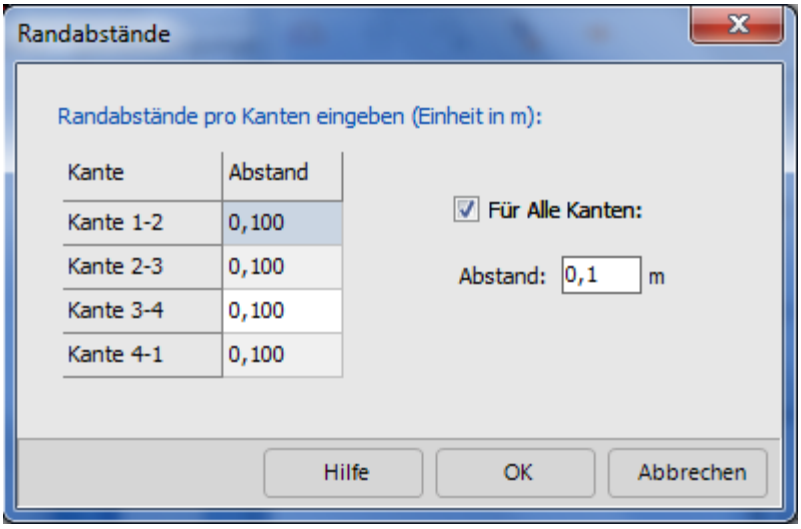
Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgen* › *Dachparameter* › Kontextmenü (auf Dachfläche) *Randabstände*

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe* › (Dachfläche auswählen) › (Eingabefeld unten) *Randabstände*

Im Dialog "*Randabstände*" können Sie Sperrflächen einer bestimmten Breite für die Ränder Ihres Daches festlegen.

-› So gehen Sie vor:

1. Wählen Sie im Treeview die Dachfläche.
2. Klicken Sie im Eingabefeld auf die Schaltfläche *Randabstände*.



3. Definieren Sie links im Fenster die Randabstände für jede Dachkante einzeln.
4. Wenn Sie für alle Dachkanten gleiche Randabstände definieren wollen, dann wählen Sie die Option *Für alle Kanten* und tragen in das Eingabefeld rechts einen Wert ein.
5. Verlassen Sie den Dialog mit *OK*.

10.2.6 Meldungen

Anlage (2D) › *Technische Daten* › *Teilgenerator* › *Dachparameter*

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung* › *Eingabe*

Im Bereich Meldungen werden folgende Informationen angezeigt:

- Einbauart (dachparallel, aufgeständert, fassaden-integriert)
- PV-Generatorleistung
- Modulanzahl

Außerdem werden hier Meldungen über eventuelle Konflikte bei der Dachbelegung angezeigt.

- Es ist besteht kein Konflikt.

  --- Kein Fehler vorhanden ---

- Eine Belegungsfläche überschneidet sich mit einem Sperrfeld.

  Das Objekt "Sperrfläche1" kollidiert mit Modulen der Belegungsfläche "Neues Belegungsfeld"!

- Mindestens ein Modul einer Belegungsfläche befindet sich außerhalb der Dachfläche.

  Ein oder mehrere Module der Belegungsfläche "Neues Belegungsfeld" liegen außerhalb von Objekt "Neues Dach"!

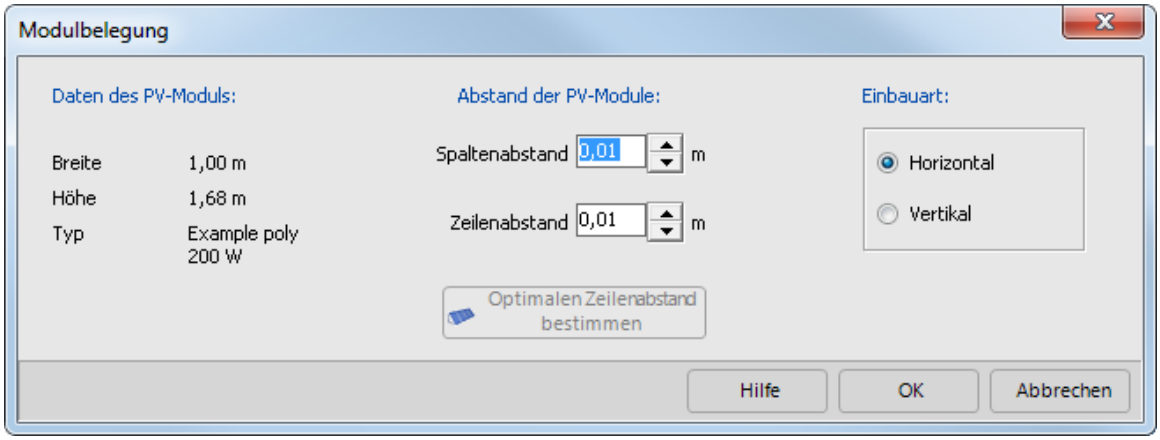
- Die Module verschiedener Belegungsflächen überschneiden sich.

  Ein oder mehrere Module der Belegungsfläche "Neues Belegungsfeld" kollidieren mit ein oder mehrere Module der Belegungsfläche "Kopie von Neues Belegungsfeld"!

10.2.7 Modulbelegung

Anlage (2D) › Technische Daten › Teilgen › Dachparameter › Belegungsfläche › *Belegung bearbeiten › Optimalen Reihenabstand bestimmen*

*S*eite *PV-Module* › *grafische Belegung › Eingabe* › Belegungsfläche › *Belegung bearbeiten › Optimalen Reihenabstand bestimmen*



-› Voraussetzungen:

Die Ausrichtung der PV-Module darf höchstens 10° von Nord/Süd-Richtung abweichen.

Die Neigung der PV-Module und die Dachneigung dürfen nicht gleich sein.

Die Neigung der PV-Module darf nicht kleiner sein als die Dachneigung, es sei denn das Dach ist zu den PV-Modulen um 180° gedreht (Bsp. Norddach).

Die Dachneigung darf nicht größer sein als der maximale Sonnenhöhenwinkel (21.12. 12 Uhr mittags).

-› So bearbeiten Sie die Modulbelegung:

1. Wählen Sie im Treeview eine Belegungsfläche und klicken Sie im Eingabefeld auf die Schaltfläche (Belegung bearbeiten). Alternativ können Sie mit einem Rechtsklick auf eine Belegungsfläche in der Dachvisualisierung oder im Treeview das Kontextmenü öffnen und *Belegung bearbeiten* auswählen.
2. Legen Sie den Spaltenabstand und den Reihenabstand der PV-Module fest. Mindestabstand ist für beide Größen 0,05 m = 5 cm.
3. Wählen Sie unter *Einbauart* eine horizontale oder vertikale Montage der Module.
4. Nur für aufgeständerte PV-Anlagen:
   Indem Sie den *optimalen Reihenabstand bestimmen*, können Sie die gegenseitige Verschattung von aufgeständerten Modulreihen minimieren.
   Wenn Sie mit *OK* bestätigen, wird der berechnete *Gestellabstand* in das Feld *Zeilenabstand* eingetragen.

10.2.7.1 Optimalen Reihenabstand bestimmen

Anlage (2D) › Technische Daten › Teilgen › Dachparameter › Belegungsfläche › *Belegung bearbeiten › Optimalen Reihenabstand bestimmen*

Seite *PV-Module* › *grafische Belegung › Eingabe* › Belegungsfläche › *Belegung bearbeiten › Optimalen Reihenabstand bestimmen*

Der optimale Reihenabstand für aufgeständerte PV-Anlagen wird so berechnet, dass die Modulreihen zur Wintersonnenwende um 12.00 Uhr sich nicht gegenseitig verschatten. So wird die gegenseitige Verschattung von aufgeständerten Modulreihen für das ganze Jahr minimiert.

Der Reihenabstand ist eine Funktion der Modulneigung β, des Sonnenstandes γ am 21.12. um 12.00 Uhr und der Aufständerungshöhe h des Moduls.

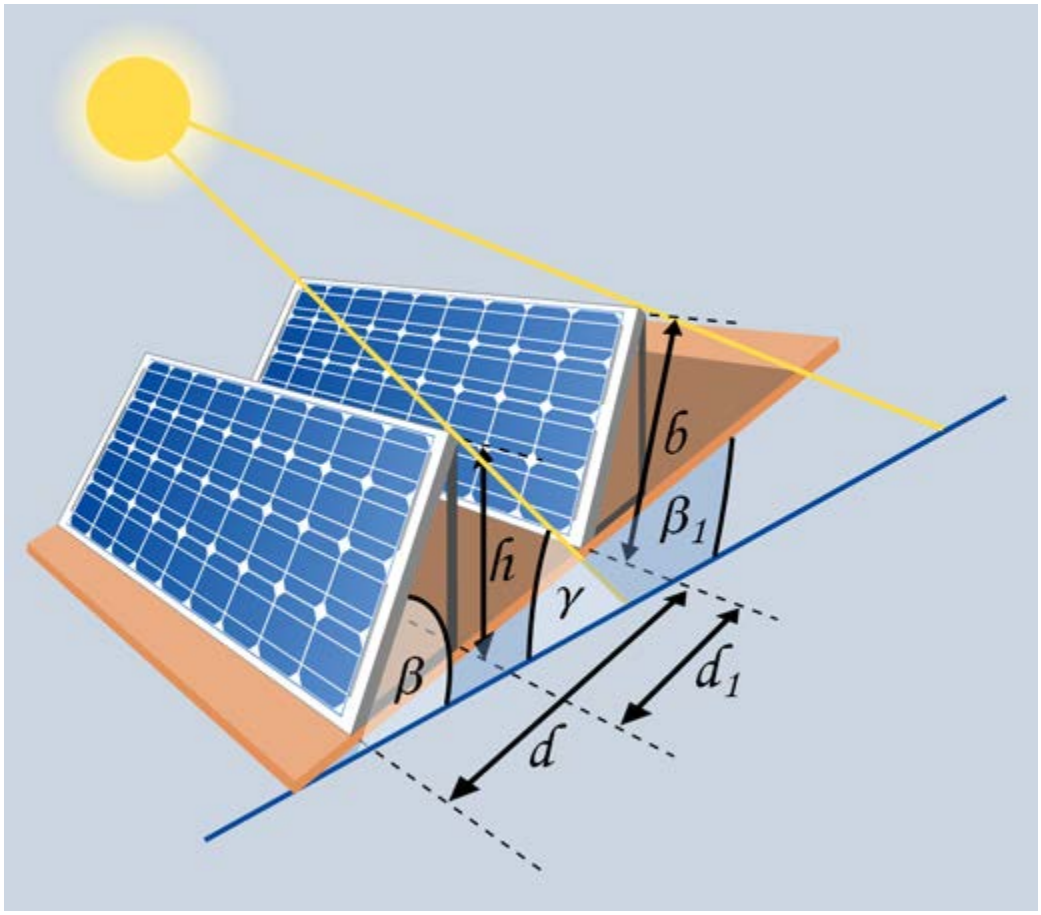
-› Voraussetzungen:

Aufgeständerte Module, die nicht *dachparallel* aufgebaut sind.

-› So bestimmen Sie den optimalen Reihenabstand:

1. Wählen Sie eine Belegungsfläche und gehen Sie zu *Belegung bearbeiten* (Kontextmenü)
   Der Dialog Modulbelegung wird geöffnet.

2. Klicken Sie auf die Schaltfläche *Optimaler Reihenabstand*.
   Die Schaltfläche ist nur für aufgeständerte, nicht dachparallele Anlagen aktiv (-› siehe Einbauart).
   Der Dialog *Reihenabstand* wird geöffnet.
   Sie sehen links eine Grafik, die die Abstände und Winkel zeigt.
   Rechts sehen Sie:
   Vorgaben: Modulbreite, Aufständerungshöhe, Modulneigung ß, Dachneigung ß1, Sonnenstand γ sowie Datum und Uhrzeit der Winter
   Ergebnisse: der berechnete Reihenabstand d, Gestellabstand d1 und die projezierte Modulbreite (d-d1)



3. Bestätigen Sie die Übernahme der Daten mit *OK*. Sie kehren zum Dialog *Modulbelegung* zurück.
   Der *Gestellabstand d1* ist nun als *Zeilenabstand* eingetragen.
4. Bestätigen Sie die Eingaben mit *OK*.
   Sie kehren zur Dachansicht zurück.

10.2.8 Workflow-Beispiel

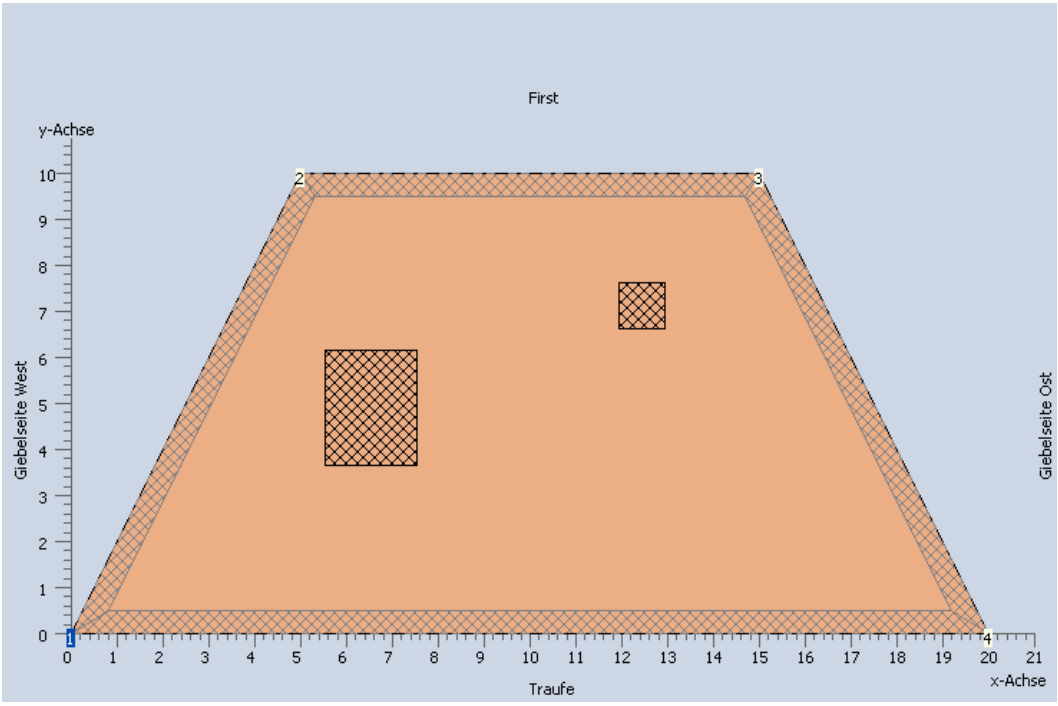
Beispiel für eine aufgeständerte PV-Anlage.

1. Festlegung der Einbauart:

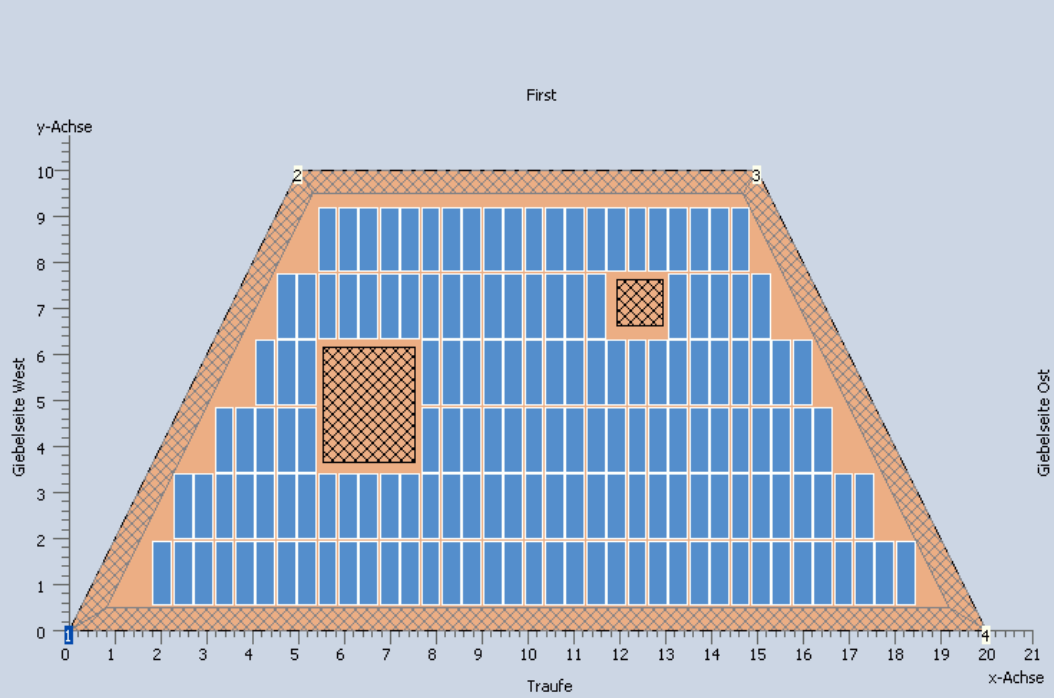
2. Wählen Sie *Dachbelegung* und klicken auf *Eingabe*.

3. Legen Sie die Größe Ihrer Dachfläche fest. Wählen Sie hierzu die Dachfläche aus, indem Sie mit links auf die Dachfläche in der Dachvisualisierung klicken oder im Treeview ihre Dachfläche (default: Neues Dach) auswählen. Nun können Sie im Eingabefeld Form und Größe Ihres Daches festlegen.
4. Löschen Sie zunächst alle 2D-Objekte, indem Sie die Schaltfläche *Alle 2D-Objekte (außer Dach) entfernen* klicken. Alternativ können Sie auch bestimmte 2D-Objekte über die Schaltfläche löschen und so beispielsweise eine gewünschte Sperrfläche erhalten.
5. Legen Sie die Sperrflächen für die Ränder Ihrer Dachfläche fest. Wählen Sie hierzu die Dachfläche aus, indem Sie mit links auf die Dachfläche in der Dachvisualisierung klicken oder im Treeview ihre Dachfläche (default: *Neues Dach*) auswählen. Nun klicken Sie im Eingabefeld auf die Schaltfläche und definieren die gewünschten Sperrflächen im Dialog Randabstände.

6. Legen Sie nun eine neue Sperrfläche (z.B. Dachfenster und Kamin) an. So könnte Ihr Dach jetzt aussehen:



7. Um eine an die Dachfläche angepasste Belegungsfläche zu definieren, klicken Sie die Schaltfläche *Neues 2D-Objekt anlegen* und gelangen so in den Dialog Neues 2D-Objekt. Achten Sie darauf, dass im Dropdown-Menu oben links *Belegungsfläche* ausgewählt ist und und wählen Sie für die neue Belegungsfläche die Option *An Dachfläche anpassen*. Setzen Sie nun noch ein Häkchen bei *Anschließend belegen*, und die Dachfläche wird nach einem Klick auf *OK* automatisch mit PV-Modulen belegt werden. So könnte Ihr Dach jetzt aussehen:



8. Abschließend können Sie noch die Einbauart (horizontal oder vertikal) und die Abstände der PV-Module zueinander im Dialog Modulbelegung festlegen.

10.3 Verschattung

PV-Module › *Verschattung*

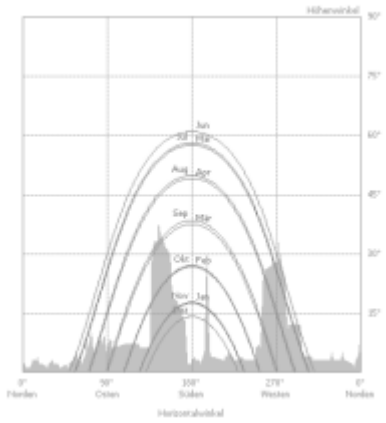
Die resultierende Verschattung vermindert die Einstrahlung auf die Kollektorfläche. Diffuse und direkte Einstrahlung werden gleich gemindert.

1. Wählen Sie *Prozentuale Verschattung*.
2. Geben Sie die Verschattung in Prozent im Jahresmittel ein.

oder:

-› Definieren Sie den Horizont über Eingabe einer Tabelle

Dazu müssen Sie sich die markanten Punkte der Horizontlinie von Ihrer Solaranlage aus notieren. Dies können Sie mit einem Kompass und einem Winkelmesser, mit einem Sonnenbahnindikator oder mit einer Digitalkamera und einer Bearbeitungssoftware vorbereiten.



Ein Punkt des Horizonts besteht jeweils aus dem *Horizontalwinkel* (Azimut) und aus dem jeweiligen *Höhenwinkel*.

1. Wählen Sie *Horizontlinie*.
2. Tragen Sie die Punkte des Horizontes in die Tabelle ein. Gleichzeitig erscheint der Punkt in der grafischen Darstellung. Der Anfangs- und der Endpunkt sind bereits vorhanden.
   oder
   Importieren Sie eine komplette Horizontlinie als .hor-Datei. Die Berechnungssoftware horizON erzeugt solche Horizontlinien-Dateien (.hor).

10.4 Moduldegradation

Seite *PV-Module › Moduldegradation*

Hier können Sie eine Leistungsabnahme des PV-Moduls durch Alterung definieren:

1. Lassen Sie die Moduldegradation ◉ *linear* oder ◉ *exponentiell* abschätzen.
2. *Verbleibende Leistung*:
   - Lineare Degradation: Geben Sie die *verbleibende Leistung nach* x Jahren in Prozent ein.
   - Exponentielle Degradation: Geben Sie jeweils für die langfristige und die kurzfristige Degradation die *verbleibende Leistung nach* x Jahren in Prozent ein.

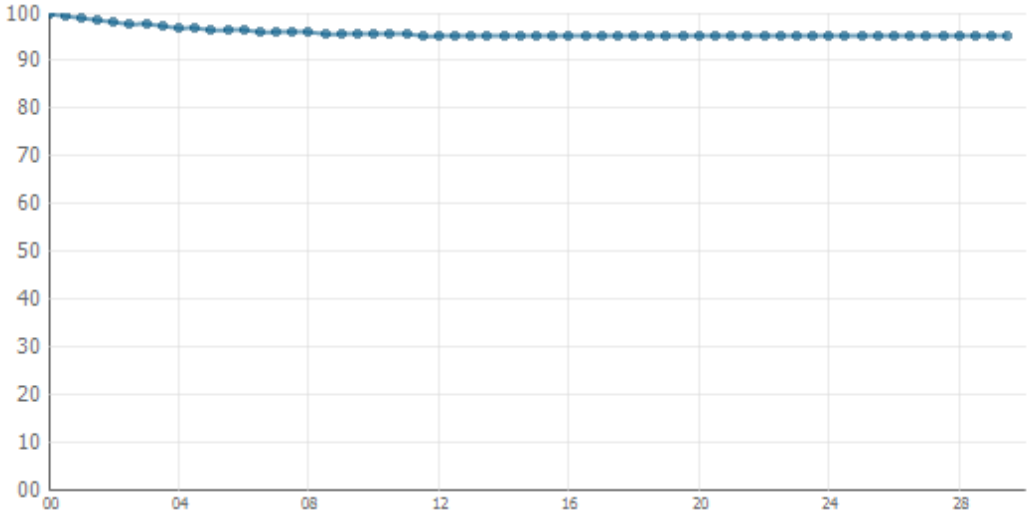


Bild: Verbleibende Leistung in % über Zeit in Jahren

(nicht für U.S.A. und webbasierte Ermittlung, siehe Anlagenart)

10.5 Albedo

	Quelle	**Albedo %**
Wasseroberflächen		
Wasser bei tiefstehender Sonne	(K)	50–80
Wasserfläche (Neigungswinkel › 10°)	(W)	22
Wasserfläche (Neigungswinkel › 20°)	(W)	12
Wasserfläche (Neigungswinkel › 30°)	(W)	8
Wasserfläche (Neigungswinkel › 45°)	(W)	5
Flüsse und Seen	(M)	5–10
Meer	(M)	3–8
Eis und Schnee		
Neuschnee	(M) (W)	80–90
Altschnee	(W)	45–90
Gletscher	(K)	20–45
Meereis	(K)	30–40
Gestein und Sand		
Sandboden	(K)	20–40
trockener Sand und Dünen	(M)	25–35
Gestein (Felsen)	(K)	10–40
Vegetation		
Steppe	(K)	20–30
Laub- und Mischwald gemäßigter Breiten	(K)	10–20
tropischer Regenwald	(K)	10–20
Nadelwald	(K)	5–12
dunkler Boden (z.B. Braunerde)	(K)	5–10

Siedlung und Landwirtschaft		
Grasland, landwirtschaftliche Kulturen	(K)	15–30
unbestellte Felder	(W)	26
Rasen	(W)	18–23
Siedlungen	(K)	15–20
Ackerboden	(K)	5–20
Asphalt	(W)	15

Quellen

(K) Klimatologie von Christian-Dietrich Schönwiese (ISBN 3-8252-1793-0), Tabelle 6, Seite 123: Durchschnittliche Albedo für verschiedene terrestrische Oberflächen bei solarer Einstrahlung (0,3–4 µm Wellenlänge). Quellen: Barry und Chorley (1982), Häckel (1999), Kraus (2001).

(M) Allgemeine Meteorologie von Fritz Möller, Band 2 (ISBN 3-441-00288-3) Reflexionsvermögen r_s natürlicher Oberflächen, Tabelle 10.4, Seite 42.

(W) Wikipedia http://de.wikipedia.org/wiki/Albedo Dort findet man auch weitere Angaben für Himmelskörper und Astrofotografie.

10.6 PV-Modul-Kennwerte

Menü *Datenbanken › PV-Module › Bearbeiten | Auswahl kopieren*
oder: Seite *PV-Module › (Moduldaten) Auswählen › Bearbeiten | Auswahl kopieren*

Das Datenblatt besteht aus mehreren Seiten.

Wenn Sie eigene Daten bearbeiten, werden diese beim Speichern geprüft.

10.6.1 Seite: Basisdaten

Wählen Sie den Hersteller (*Unternehmen*) aus. Neue Unternehmen können Sie mit den Schaltflächen Bearbeiten und anschließend *Neu* erzeugen.

Der Modultyp darf eine Textlänge von max. 255 Zeichen haben.

Geben Sie an, ob dieser Modultyp *lieferbar* ist.

Mögliche Zertifizierungen sind: CE, ETL, SB1, UL

10.6.2 Seite: Elektrische Daten

Zelltyp

Die meisten Zellen bestehen aus monokristallinem bzw. polykristallinem Silizium und einige wenige aus amorphem Silizium (Dünnschicht). Außerdem gibt es:

EFG = Edgedefined Film Growth, kantendefiniertes Schichtenwachstum, spezielles Herstellungsverfahren für Si

Apex = PV-Module von BP. nicht mehr erhältlich

ribbon = PV-Module, die im String-Ribbon-Verfahren hergestellt wurden

HIT = Heterojunction with intrinsic thin layer, kristalline SI-Dünnschicht, umgeben von ultra-dünnem amorphen SI

CIS = Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid

CdTe = Cadmium-Tellurid

triple a-Si = „*triple*-junction“ Dünnschicht-Modul aus amorphem Silizium

mikrokristallin = mikrokristallines Silizium

Nur für Trafo-Wechselrichter geeignet

Einige PV-Module dürfen nur an Wechselrichtern mit galvanischer Trennung betrieben werden, also nicht mit trafolosen Wechselrichtern.

Anzahl der Zellen

... auf dem PV-Modul

Anzahl der Bypass-Dioden

... auf dem PV-Modul. Bypass-Dioden verhindern, dass bei Teilverschattung nicht gleich das ganze Modul deaktiviert/kurzgeschlossen wird.

Zellstränge senkrecht / parallel zur kurzen Seite des PV-Moduls

Üblicherweise wird senkrecht zur kurzen Seite verschaltet.

10.6.3 Seite: Mechanische Größen

Abmessungen: Höhe, m, Breite, m

Höhe * Breite = Modulfäche = Bezugsfläche des PV-Generators

Weitere Maße: Tiefe, Rahmenbreite, Gewicht

☑ gerahmt

10.6.4 Seite: U/I-Kennwerte bei STC

Diese Angaben gelten nur für die Standard-Test-Bedingungen (STC), d.h. 25°C Modultemperatur, Sonnenlichtspektrum von AM 1,5 und 1000 W/m² Einstrahlung

Spannung im MPP, V, Strom im MPP, A

Die Leistungsabgabe von Modulen ist abhängig von der Modultemperatur, der Einstrahlung und der Modulspannung. Für jede Modultemperatur und Einstrahlung gibt es eine Strom-/Spannungs-Kennlinie.

Der MPP (Maximum Power Point) ist der Arbeitspunkt auf dieser Kurve bei dem die Leistungsabgabe des Moduls maximal ist.

Die angegebenen Werte für die MPP-Spannung und den MPP-Strom gelten für die Standard-Test-Bedingungen.

Für die Simulation muss der MPP vom Programm ermittelt werden. In der PV-Anlage regelt dann der Wechselrichter die Spannung des PV-Generators so, dass das Produkt aus Strom und Spannung maximal wird (MPP-Tracking).

Leerlaufspannung, V

Die Spannung, die sich bei einem unbelasteten Modul einstellt. Diese ist ebenfalls temperatur- und einstrahlungsabhängig.

Kurzschlussstrom, A

Der Strom, der durch ein kurzgeschlossenes Modul fließt. Dieser ist ebenfalls temperatur- und einstrahlungsabhängig.

Füllfaktor FF

Das Verhältnis zwischen der Leistung im MPP und dem Produkt aus Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung:

$FF = P_{MPP} / (U_{OC} * I_{SC})$

Erhöhte Leerlaufspannung vor Stabilisierung, [%]

Dieser Wert gibt an, um wie viel Prozent der Auslieferungswert der Leerlaufspannung über der angegebenen STC-Leerlaufspannung liegt. Mit diesem Wert wird die Anlagenüberprüfung durchgeführt.

Nennleistung, W

Leistung, die das Modul bei Standardtestbedingungen (STC) abgibt.

Wirkungsgrad, %

Wirkungsgrad des Moduls bei Standardtestbedingungen.

Für die Simulation wird im Programm die Bezugsfläche aus Nennleistung und Wirkungsgrad berechnet nach:

Nennleistung(STC) = 1000 W/m² * eta(STC) * Bezugsfläche

10.6.5 Seite: U/I-Kennwerte bei Teillast

Hier wird definiert, wie sich das PV-Modul bei geringerer Einstrahlung verhält. Die Angabe des Wirkungsgrades in Datenblättern bezieht sich auf eine Modultemperatur von 25°C und eine Einstrahlung von 1000 W/m², die jedoch bei PV-Anlagen in Mitteleuropa die meiste Zeit des Jahres nicht erreicht wird. Daher ist der Wirkungsgrad bei niedrigeren Einstrahlungen von großer Wichtigkeit für die Ergebnisse der Simulation.

Arbeitspunkt bei Standard-Testbedingungen (STC)

Hier sehen Sie zum Vergleich die Werte, die Sie auf der vorigen Seite eingegeben haben.

Teillast-Modell

Wählen Sie eine Quelle der Werte: *Hersteller/Eigene* oder *Standard*

Für Werte von *Hersteller/Eigene*n PV-Modulen können Sie die Teillast-Kennwerte selber eingeben. Zur Berechnung des Wirkungsgrads wird das PV*SOL-Modell verwendet.

Für Werte von *Standard*-PV-Modulen werden alle Werte automatisch berechnet. Zur Berechnung des Wirkungsgrads wird je nach PV-Modul eines der beiden Modelle verwendet:

*PV*SOL*-Modell

Im Normalfall wird mit dem *PV*SOL*-eigenen Teillastmodell gerechnet, das für die meisten Modultechnologien eine sehr gute Genauigkeit erzielt. Das Modell wird standardmäßig für alle Technologien außer denjenigen, die auf mono- und polykristallinen Silizium basieren, verwendet. Das PV*SOL-Modell errechnet bei niedrigen Einstrahlungen eher zu geringe Spannungen und schätzt dadurch den Energieertrag sehr konservativ.

Sind die Bedingungen zur Anwendung des Zwei-Dioden-Modells nicht erfüllt, wird auf das PV*SOL-Modell zurückgegriffen. Sind Herstellerangaben zum Teillast-Verhalten vorhanden oder werden eigene Werte (Einstrahlung, Teillast-MPP-Spannung, Teillast-Leerlaufspannung) dazu eingegeben, wird ebenfalls das PV*SOL-Modell verwendet.

Zwei-Dioden-Modell

Für mono- und polykristalline Module auf Siliziumbasis wird das *Zwei-Dioden*-Modell verwendet, falls alle dafür erforderlichen Rahmenbedingungen erfüllt sind. Für diese Modultypen liefert das Zwei-Dioden-Modell für die elektrischen Größen die genauesten Ergebnisse. Die Abweichungen zwischen Zwei-Dioden-Modell und Messung liegen im Bereich der Messunsicherheit.

10.6.6 Seite: Weiteres

Temperaturkoeffizienten

Geben Sie die Werte entweder in mV/K oder in %/K an.

Spannungskoeffizient Uoc, mV/K

Dieser Wert sagt aus, um wieviel Volt sich die Spannung bei einer Erhöhung der Modultemperatur um ein Grad ändert. Je wärmer das Modul, um so kleiner ist die Spannung, d.h. dieser Koeffizient ist negativ.

Stromkoeffizient Isc, mA/k

Dieser Wert sagt aus, um wieviel Ampère sich der Strom bei einer Erhöhung der Modultemperatur um ein Grad ändert. Je wärmer das Modul, um so höher ist der Strom, d.h. dieser Koeffizient ist positiv.

Leistungskoeffizient, %

Je wärmer das Modul, um so geringer ist seine Leistungsabgabe. Der Leistungskoeffizient ist negativ und wird prozentual zur Nennleistung angegeben.

Winkelkorrekturfaktor %

Ein Teil des Sonnenlichtes wird beim Auftreffen auf das Glas des PV-Moduls reflektiert. Die Reflexion ist abhängig vom Winkel, unter dem das Licht auf das Modul auftrifft. Mit dem Winkelkorrekturfaktor wird die Reflexion für jeden Winkel berechnet.

Maximale Systemspannung

Die maximale Systemspannung darf aus Sicherheitsgründen nicht überschritten werden. Dies wirkt sich hauptsächlich bei der Reihenschaltung von PV-Modulen aus.

Angaben für das dynamische Temperaturmodell

Spezifische Wärmekapazität, Absorptionskoeffizient, Emissionskoeffizient

-› Siehe auch:

Eigene Datensätze anlegen und bearbeiten

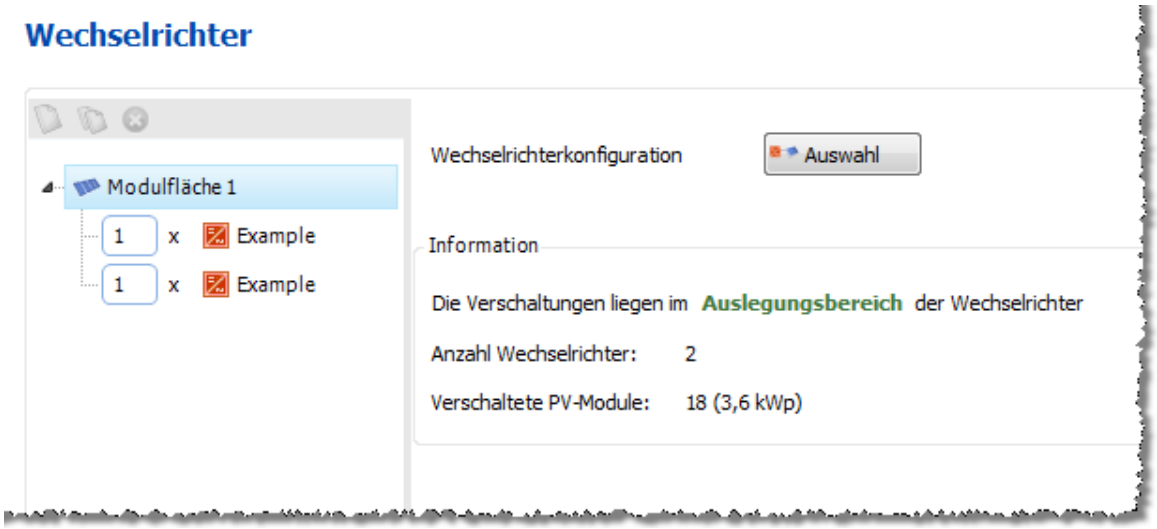
11 Wechselrichter

Seite *Wechselrichter*

Es gibt zwei unterschiedliche Vorgehensweisen zur Definition der Wechselrichter:

1. Eine gültige Konfiguration wird pro Modulfläche vom Programm ermittelt.

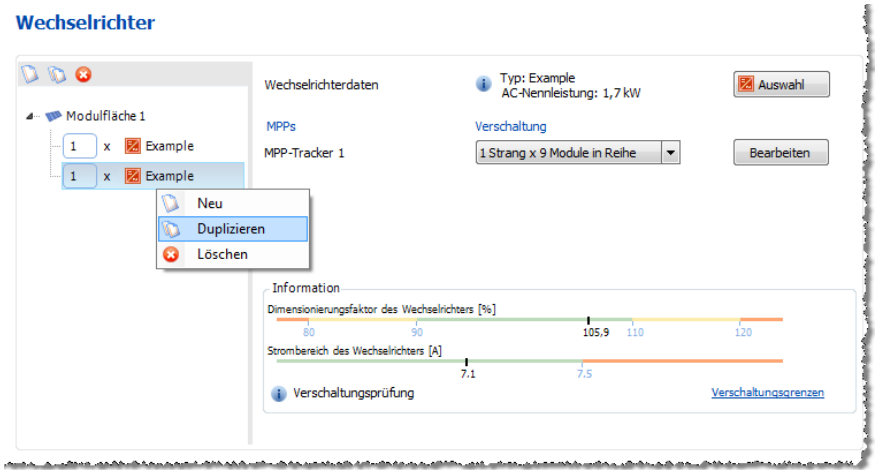
2. Die Konfiguration wird je Modulfläche vom Anwender vorgegeben oder editiert.



11.1 Zu 1: automatische Berechnung der Wechselrichter-Konfiguration

1. Klicken Sie links im Baum auf *Modulfläche 1*.
2. Klicken Sie auf die Schaltfläche (*Wechselrichterkonfiguration*) › *Auswählen*.
3. Der Dialog Wechselrichterkonfiguration auswählen wird geöffnet. Wählen Sie dort einen Wechselrichter und eine Konfiguration aus.
4. Anschließend kehren Sie zu dieser Seite zurück.
   Information
   Im Informationsbereich werden der Auslegungsbereich und die Anzahl der Wechselrichter sowie die Anzahl der verschalteten PV-Module angezeigt.
5. Fahren Sie auf der Seite *Kabel* fort.

11.2 Zu 2: Individuelles Bearbeiten der Wechselrichter-Konfiguration



Wenn die Modulflächen einzeln konfiguriert werden, gilt: Es können bis zu drei Wechselrichtertypen definiert werden.

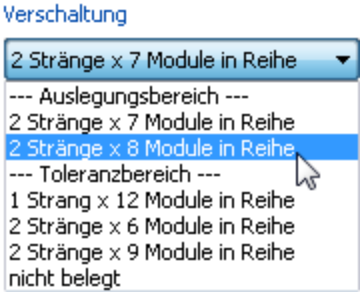
Im Baumverzeichnis links kann angegeben werden, wie häufig der definierte Wechselrichter mit seiner Verschaltung in der Konfiguration vorhanden ist.

Über die Werkzeugleiste oder das Kontextmenü können Wechselrichtertypen neu angelegt, kopiert oder gelöscht werden.

Wechselrichter auswählen und Verschaltung

1. Wählen Sie im Baumverzeichnis eine Konfiguration. Rechts werden die Verschaltungsdaten des Wechselrichters angezeigt.
2. Klicken Sie auf die Schaltfläche (*Wechselricherdaten) › Auswählen*, um aus der Datenbank einen Wechselrichter auszuwählen.
3. Die Datenbank wird angezeigt. Wählen Sie einen Wechselrichter aus und übernehmen ihn mit *OK*. Die Seite *Wechselrichter* wird wieder angezeigt.
4. Falls der gewählte Wechselrichter einen Parallelbetrieb ermöglicht, wird darunter die Betriebsart der MPP-Tracker abgefragt. Wenn mehrere Modulflächen an einen Wechselrichter verschaltet sind, können die Flächen den MPP-Trackern zugeordnet werden.

5. Wählen Sie eine Verschaltung des Wechselrichters aus der Auswahlliste:


Verschaltung
2 Stränge x 7 Module in Reihe
--- Auslegungsbereich ---
2 Stränge x 7 Module in Reihe
2 Stränge x 8 Module in Reihe
--- Toleranzbereich ---
1 Strang x 12 Module in Reihe
2 Stränge x 6 Module in Reihe
2 Stränge x 9 Module in Reihe
nicht belegt

   Dabei werden in der Auswahlliste nur die Verschaltungen angezeigt, die in Abhängigkeit von den Verschaltungsgrenzen im Auslegungs- oder Toleranzbereich liegen. Falls ein Wert der Anlagenkonfiguration die eingestellten Verschaltungsgrenzen überschreitet, geben Warnungen oder Fehlermeldungen im Meldungsfenster Auskunft über geeignete Korrekturmaßnahmen.

6. Bearbeiten Sie die Verschaltungen (MPP Tracker und Strings) bei Bedarf.

7. **Information**

   Im Informationsfenster werden der Dimensionierungsfaktor und der aktuelle Leistungsbereich der konfigurierten Wechselrichter angezeigt und eingestuft (Auslegungsbereich: , Toleranzbereich: , ungültiger Wertebereich:).

   Der Dialog Verschaltungsprüfung zeigt die Werte des Wechselrichters der ausgewählten Konfiguration an.

   Ein Link führt zu den aktuellen Verschaltungsgrenzen, die für das Projekt definiert werden können.

Anlagenwechselrichter

= X Modulflächen gemeinsam verschalten

1. Voraussetzung: Auf der Seite *PV-Module* sind mehr als eine Modulfläche definiert.

2. Auf der Seite *Wechselrichter* markieren Sie im Baum links *Modulfläche 1 + 2 + ... X* (linke Maustaste + Strg-Taste)

3. *Modulflächen gemeinsam verschalten*

11.3 Wechselrichterkonfiguration auswählen

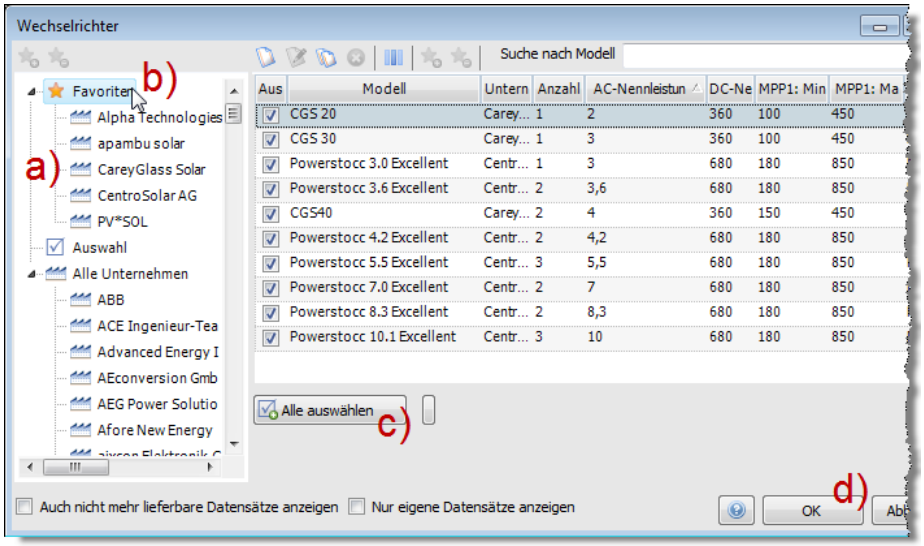
Seite *Wechselrichter* › (Wechselrichterkonfiguration) *Auswählen*

Hier legen Sie für die gegebene *Modulfläche* (Seite *PV-Module*) Wechselrichter, ggfs. MPP-Tracker und ihre Verschaltung fest.

Trotz der Vorauswahl des Programms sind normalerweise zu viele Wechselrichterkombinationen möglich. Deshalb müssen Sie die Liste der Wechselrichter auf maximal 50 Wechselrichter eingrenzen, mit denen Verschaltungskombinationen berechnet werden.

-› So wählen Sie eine Wechselrichter-Konfiguration aus:

1. Bereich *Eingabedaten* wird das eingegebene Modulfeld angezeigt. Klicken Sie bei Bedarf auf die Schaltfläche , um die zugehörigen *Modulkennwerte* anzuzeigen.
2. Klicken Sie auf die Schaltfläche (*Wechselrichter) › Auswählen*, um einen oder bis zu 50 Wechselrichter aus der Datenbank auszuwählen.
   Die angezeigten Wechselrichter sind schon entsprechend der vorgegebenen *Modulfläche* (Seite *PV Module*) vorausgewählt.



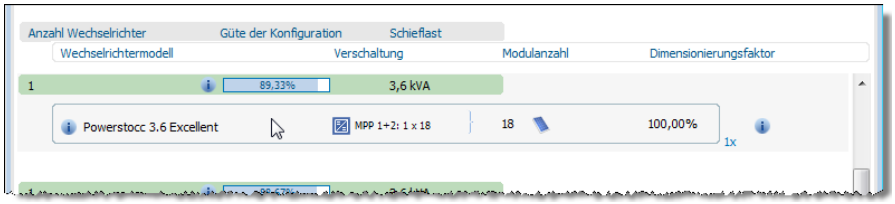
a) In der Favoritenliste haben Sie diejenigen Wechselrichter (einzelne oder Hersteller) gesammelt, die Sie häufig verwenden.

b) Klicken Sie links im Baum auf *Favoriten*, um rechts in der Tabelle alle Favoriten aufgelistet zu sehen.

c) Klicken Sie auf *Alle auswählen*, um diese Favoriten in die Kombinations-Berechnung einzubeziehen.

d) Bestätigen und verlassen Sie den Datenbank-Dialog mit *OK*.

3. Im Dialog *Wechselrichterkonfiguration auswählen* wird nun die Anzahl der ausgewählten Wechselrichter wird angezeigt.
   Klicken Sie auf die Schaltfläche *Suche starten,* es werden Wechselrichter-Konfigurationen berechnet und aufgelistet.



4. Die Details zur Güte der jeweiligen Konfiguration können Sie durch Klick auf das -Icon einsehen.

5. Wählen Sie eine Konfiguration durch einfaches Anklicken der Zeile aus und bestätigen Sie mit *OK*.

-› *Verschaltungskriterien* festlegen:

1. Freie MPP-Tracker erlauben oder nicht
2. Maximale oder möglichst gleichmäßige Auslegung der MPP-Tracker
3. Anzahl der Wechselrichtertypen pro Konfiguration zwischen 1 und 3 festlegen
4. Die Verschaltungskriterien können als Standard gespeichert werden, so dass sie bei jedem weiteren Programmstart hinterlegt sind.

-› Dialog *Anzeige:*

Im Dialog *Anzeige* geben Sie an, wieviele Ergebnisse pro Seite visualisiert werden und ob Konfigurationen im Toleranzbereich angezeigt werden.

-› Verschaltungsgrenzen:

Hier geben Sie an, wie weit Wechselrichter die definierten Grenzen der Hersteller überschreiten dürfen.

-› So suchen Sie geeignete PV-Anlagen-Konfigurationen:

1. Klicken Sie auf die Schaltfläche *Suche starten*, um mögliche Konfigurationen der PV-Anlage ermitteln zu lassen. Die Suche kann - je nach Modulanzahl und Wechselrichteranzahl - einige Zeit in Anspruch nehmen.
   Die Suche kann in der zweiten Phase des Algorithmus abgebrochen werden. Ähnliche Konfigurationen werden in der dritten Phase der Berechnung herausgefiltert.

   Die Ergebnisse werden tabellarisch dargestellt. Zu jeder Konfiguration werden die Anzahl Wechselrichter, die Güte der Konfiguration, sowie die Schieflast berechnet.

   Die Ergebnisse werden so bewertet, dass die besten Konfigurationen auf der ersten Seite erscheinen. Ob die Verschaltung sich im Toleranz- oder Auslegungsbereich befindet, hat keine Auswirkungen auf die Sortierung.

Die Werte der Wechselrichterverschaltung können Sie über die Schaltfläche in der Spalte *Wechselrichtertyp* ansehen.

Zu jeder Wechselrichterverschaltung kann die Güte der Konfiguration bezüglich Spannungsbereich, Strom und Leistung angezeigt werden. Klicken Sie auf die (-Schaltfläche in der Spalte *Dimensionierungfaktor* der Dialog *Werte der Wechselrichterverschaltung* wird geöffnet.

2. Wählen Sie eine Konfiguration durch einfaches Anklicken aus und
3. Übernehmen Sie die ausgewählte Konfiguration der PV-Anlage mit *OK* in Ihr Projekt.

11.4 Wechselrichterverschaltung bearbeiten

Seite *Wechselrichter* › individuelle Verschaltung (Wechselrichter in Baumverzeichnis anklicken) › *Bearbeiten*

In diesem Dialog kann die Verschaltung editiert werden.

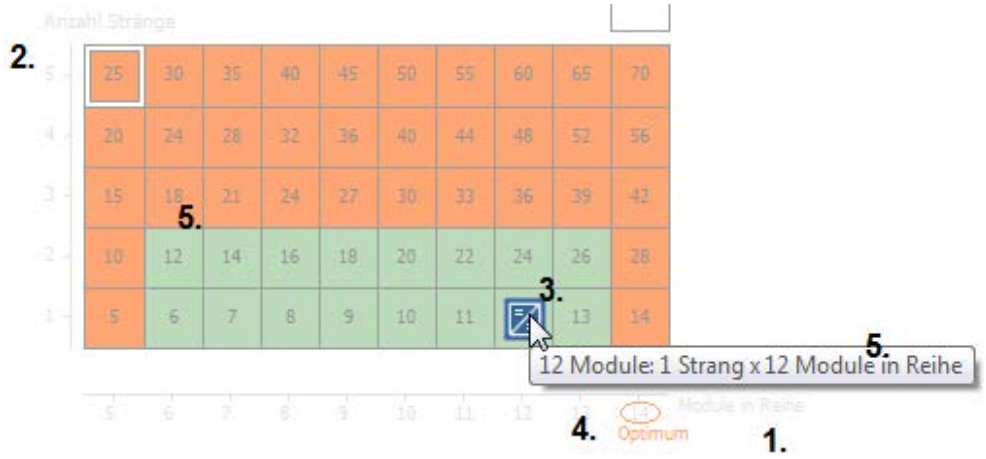
Dimensionierungsfaktor und Strombereich

Die beiden Balken stellen den zulässigen *Dimensionierungsfaktor* bzw. den *Strombereich des Wechselrichters* dar und die jeweiligen Auslegungsbereich: , Toleranzbereich: und Sperrbereich: .

Sie sehen also alle relevanten Prüfmechanismen zur Verschaltung eines Wechselrichters und können eine geeignete Verschaltung definieren.

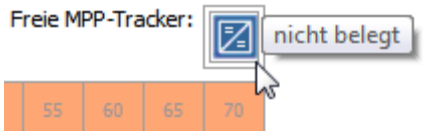
Matrix zum Verschieben der MPP-Tracker

Es wird eine Matrix dargestellt:



1. Die horizontale Achse bildet die Anzahl der *Module in Reihe* ab, die an einem MPP-Tracker angeschlossen werden kann.
2. An der vertikalen Achse ist die *Anzahl Stränge* aufgetragen.
3. Per Drag und Drop oder per Kontextmenü können Sie nun den/die MPP-Tracker in der Matrix positionieren.
   Die Farbe (= Auslegungsbereich, = Toleranzbereich, = Sperrbereich) zeigt an, ob der MPP-Tracker optimal ausgelegt ist oder nicht.
4. Das Auslegungs*optimum* für die Modulanzahl in Reihe ist auf der horizontalen Achse eingezeichnet.
5. Die verschaltete Modulanzahl pro MPP-Tracker wird durch die graue Beschriftung in jedem Matrixfeld und per mouse-over-Hinweis über dem MPP-Tracker angegeben.

Außerdem:

- Wenn Sie diesen MPP-Tracker nicht belegen wollen, ziehen Sie ihn mit der Maus in das Feld *Freie MPP-Tracker*: 

- Die Verschaltungsprüfung kann auch von hier gestartet werden.
- Die Anzahl der verschalteten Module und die zugehörige PV-Generatorleistung wird unten angezeigt. Falls die Anzahl nicht mit der Anzahl PV-Module auf der Seite *PV-Module* übereinstimmt, wird eine Warnung angezeigt.

11.5 Verschaltungsgrenzen - Randbedingungen der WR-Verschaltung

Seite *Wechselrichter › (Wechselrichterkonfiguration) Auswählen › Verschaltungsgrenzen*

Im Dialog *Verschaltungsgrenzen* geben Sie an, wie weit Wechselrichter die definierten Grenzen der Hersteller überschreiten dürfen und legen damit den Auslegungs-, Toleranz- und Sperrbereich fest.

Seite *Toleranzen*

Hier geben Sie den Schwankungsbereich für den *Dimensionierungsfaktor* an, den Sie akzeptieren. Sie können unterscheiden zwischen Auslegungsbereich und einem Randbereich, der gerade noch tolerierbar ist.

-› So gehen Sie vor:

1. Geben Sie Werte an für den Auslegungsbereich, den Toleranzbereich und den Sperrbereich.
2. Der *Dimensionierungsfaktor* kann vom Programm automatisch aus dem Standort und der Aufstellung berechnet werden, wenn Sie das dazugehörige Auswahlfeld aktivieren.
3. Sie können einstellen, ob der Wert des Herstellers für die MPP-Spannungen, sowie des maximalen Eingangsstroms überschritten werden darf oder nicht.
4. Sie können Ihre Eingaben verwerfen, indem Sie "*auf Standard zurücksetzen*" oder umgekehrt ihre Eingaben *als Standard speichern*.

Seite *Sonstiges*

Auf der Seite *Sonstiges* können Sie angeben, ob die *Schieflast* bei der Anlagenkonfiguration berücksichtigt werden soll und in welcher Höhe der Grenzwert liegt.

-› So gehen Sie vor:

1. Wählen Sie, ob die *Schieflast* bei der Anlagenkonfiguration berücksichtigt werden soll
2. Geben Sie dann den Grenzwert für die Schieflast an. Standardmäßig wird für Deutschland 4,60 kVA eingestellt.
3. Geben Sie für die *Berechnung des Arbeitspunktes des PV-Moduls zur Spannungsüberprüfung* an:
   - für die Überprüfung der minimalen/maximalen MPP-Spannung: Einstrahlung und Temperatur
   - für die Überprüfung der maximalen Leerlaufspannung: Einstrahlung und Temperatur
   Die Lage der Arbeitspunkte können Sie für jede Verschaltung einsehen, indem Sie die Verschaltungsprüfung aufrufen.

4. Wählen Sie für Anlagenstandorte in den USA ☑ *NEC-Temperatur*, dann werden je nach Postleitzahl (PLZ) der Anlage die entsprechenden Modultemperaturen, basierend auf dem NEC® (National Electrical Code®) eingesetzt.
5. Geben Sie bei Bedarf eine ☑ *maximal zulässige Systemspannung* an.
6. Blindleistungseinspeisung: Der *Verschiebungsfaktor cos(*phi*)* wird auf der Seite *Klima, Netz und Anlagenart* › *AC-Netz* eingegeben.
7. Die *Begrenzung der Wechselrichter-Ausgangsleistung (AC)* wird auf der Seite *Klima, Netz und Anlagenart* › *AC-Netz* eingegeben.

Die Verschaltungsgrenzen können als Standard gespeichert werden, so dass sie bei jedem weiteren Programmstart für diesen Wechselrichter hinterlegt sind.

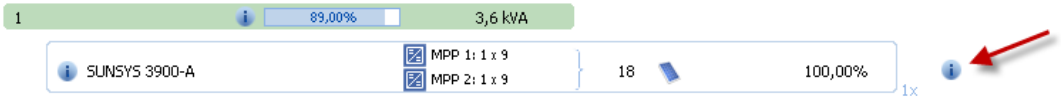
11.6 Werte der Wechselrichterverschaltung

Seite *Wechselrichter* › (Wechselrichterkonfiguration) *Auswählen* › (Zeile in der Konfigurations-Ergebnistabelle)

Hier können Sie die Qualität einer Verschaltung beurteilen, bevor Sie sich für eine Verschaltung entscheiden.

-› Voraussetzung:

1. Gehen Sie in der Wechselrichter-Konfigurationsauswahl in eine Ergebniszeile und
2. klicken Sie auf das Symbol .



Der Dialog *Werte der Wechselrichterverschaltung* wird angezeigt.

Wechselrichter

Es wird die Qualität für die *Spannung* und *Strom* des Wechselrichters und der *Dimensionierungfaktor* für diese Verschaltung angezeigt.

MPP-Tracker

Es wird die Qualität für die Spannung und Strom des MPP-Trackers und die Leistung für diese Verschaltung angezeigt.

Legende:

Wert ist im Auslegungsbereich des Wechselrichters/MPP-Trackers

Wert ist im Toleranzbereich des Wechselrichters/MPP-Trackers

Wert ist im Sperrbereich des Wechselrichters/MPP-Trackers

11.7 Wechselrichter-Kennwerte

Menü *Datenbanken› Wechselrichter› Bearbeiten*
oder: Seite *Wechselrichter › (Wechselrichterkonfiguration) Auswahl › (Wechselrichter) Auswahl › Bearbeiten*

In diesem Dialog finden Sie die Kennwerte für den Wechselrichter.

Die Auswahl wird durch den Auswahlbaum links und die Rubrik *Favoriten* erleichtert.

11.7.1 Seite: Basisdaten

Unternehmen und Typ dürfen eine Textlänge von max. 255 Zeichen haben.

Sie können aus der Liste der hinterlegten Zertifizierungen ein oder mehrere wählen und diese in die Liste der zugeordneten Zertifizierungen übernehmen -> bzw. aus der Liste entfernen <-.

Über *Lieferbar* wird festgelegt, ob das Produkt zur Zeit lieferbar ist.

Das Datum der letzten Aktualisierung gibt an, wann der Datensatz zuletzt geändert wurde. Dies kann durch Bearbeiten in diesem Dialog oder das Datenbank-Update geschehen.

11.7.2 Seite: Elektrische Daten

DC-Nennleistung [kW]

DC steht für Direct Current (Gleichstrom) und bezieht sich auf die Eingangsseite des Wechselrichters. Die Nennleistung ist die Leistung, für die der Wechselrichter im Dauerbetrieb ausgelegt ist.

Die WR-Ausgangsleistung ist nach oben im Dauerbetrieb durch die DC-Nennleistung und den dazugehörigen Wirkungsgrad begrenzt. Daher wird der Wirkungsgrad des Wechselrichters bei höheren Eingangsleistungen reduziert.

AC-Nennleistung [kW]

AC steht für Alternating Current (Wechselstrom) und bezieht sich auf die Ausgangsseite des Wechselrichters. Die AC-Nennleistung ist die Leistung, für die der Wechselrichter im Dauerbetrieb ausgelegt ist. Die WR-Ausgangsleistung ist nach oben im Dauerbetrieb durch die AC-Nennleistung begrenzt.

Stand-By Verbrauch [W]

Liefert der Wechselrichter keine Energie ins Netz oder an den Verbraucher, ist der Eigenverbrauch des Wechselrichters zu berücksichtigen. Neben dem Stand-By-Verbrauch gibt es noch den Nachtverbrauch.

Nachtverbrauch [W]

Der Wechselrichter schaltet sich nachts ab, benötigt aber dennoch ein Minimum an Energie.

Max. Eingangsspannung [V] / Max. Eingangsstrom [A]

Diese Spannungsgrenze bzw. Stromgrenze darf nicht überschritten werden, da sonst der Wechselrichter zerstört wird. Programmintern werden diese Werte nicht für die Simulationsrechnung, sondern nur für Anlagenüberprüfung benötigt.

DC-Nennspannung [V] / DC-Nennstrom [A]

Die Eingangsspannung bzw. der Eingangsstrom des Wechselrichters, wenn er Nennleistung liefert.

Netzanschluß

1phasig, 3phasig, ...

Max. DC-Leistung [kW] / Max. AC-Leistung [kW]

Wechselrichter- und PV-Leistung müssen aufeinander abgestimmt werden. Ist die PV-Leistung größer als die Nennleistung des Wechselrichters, kann es zu einer Abschaltung des Wechselrichters kommen. Die maximale PV-Leistung stellt die maximale vom Wechselrichter umsetzbare DC-Leistung dar. Programmintern wird dieser Wert nicht für die Simulationsrechnung, sondern nur für die Anlagenüberprüfung benötigt.

Einspeisung ab [W]

Es gibt eine Mindestleistung, die die Eingangsseite (PV-Generator) liefern muss, bevor der Wechselrichter arbeiten kann.

Max. Eingangsstrom [A]

siehe Max. Eingangsspannung

Anzahl DC-Eingänge

...

Mit Trafo / Trafolos

...

Änderung des Wirkungsgrades bei Abweichung der Eingangsspannung von der Nennspannung

Der Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters wird für die Nennspannung angegeben. Wird der Wechselrichters nicht bei Nennspannung betrieben, ändert sich der Wirkungsgrad eines Wechselrichters. Ob der Wirkungsgrad steigt oder sinkt, hängt davon ab, ob der Wechselrichter einen Trafo besitzt oder nicht. Als Faustformel gibt folgendes:

Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters mit Transformator verringert sich mit steigender Eingangsspannung um ca. 1 % pro 100 V.

Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters ohne Transformator erhöht sich mit steigender Eingangsspannung um ca. 1 % pro 100 V.

11.7.3 Seite: MPP

Anpassungswirkungsgrade,

jeweils für die Leistungsbereiche ‹20% bzw. ›20% der Nennleistung

Parallelbetrieb

Zusammenschalten der MPP-Tracker möglich/nicht möglich ...

Anzahl MPP-Tracker

Die Anzahl voneinander unabhängiger MPP-Regler. Bei Multistringgeräten ist dieser Wert größer 1.

Max. Eingangsstrom pro MPP-Tracker [A]

Diese Stromgrenze pro MPP-Tracker darf nicht überschritten werden. (Nur aktiv, wenn die Anzahl MPP-Tracker›1)

Max. empfohlene Eingangsleistung pro MPP-Tracker[kW]

Siehe max. empfohlene PV-Leistung [kW]

Untere und obere Spannungsgrenzen des MPP-Bereichs [V]

In diesem Spannungsbereich kann der Wechselrichter das MPP-Tracking regeln. D.h. in diesem Spannungsbereich sucht der Wechselrichter nach der optimalen Spannung für den PV-Generator, so dass die Leistungsabgabe des Generators maximal wird.

11.7.4 Seite: Kennlinie

Wirkungsgradkennlinie

Der Umwandlungswirkungsgrad ist das Verhältnis Ausgangsleistung zu Eingangsleistung und abhängig von der momentanen Leistung des Wechselrichters.

Die Angabe des Wirkungsgrades in Datenblättern bezieht sich auf die Nennleistung, die jedoch bei PV-Anlagen die meiste Zeit des Jahres nicht übertragen wird. Daher ist das Teillastverhalten von großer Wichtigkeit für die Ergebnisse der Simulation.

Das Programm benötigt zur Bestimmung der Kennlinie 7 Stützpunkte, diese sind der Wirkungsgrad bei 0, 5, 10, 20, 30, 50 und 100 % der Nennleistung.

12 Batteriesystem

Seite *Batteriesystem*

-› Voraussetzung: Anlagenart mit Batterie

Ein Batteriesystem besteht aus dem Batteriewechselrichter, den Batterien und der Laderegelung. Laderegelung und Batteriewechselrichter sind dabei meist in einem Gerät zusammen gefasst.

-› So gehen Sie vor:

Systembezeichnung

1. Geben Sie den Namen des Herstellers (*Unternehmen*) und des *Batteriesystem*s ein. Falls ein PV-Wechselrichter in das Batteriesystem integriert ist, legen sie den PV-Wechselrichter bitte als einzelnes Gerät in der Wechselrichter-Datenbank an, oder, falls er schon vorhanden ist, wählen Sie ihn dort aus.
2. Geben Sie den maximalen SOC und den minimalen SOC für C10 (= Kapazität bei einer Vollentladung innerhalb von 10 Stunden (Strom: I10)) ein.

12.1 Batteriewechselrichter

3. Geben Sie die *Nennleistung* an, mit der die Batterien dauerhaft geladen und entladen werden können.
4. Geben Sie die *Maximale Ladeleistung (30min)* an, mit denen jeweils nur bis zu 30 Minuten gearbeitet werden kann. Im Zweifel können Sie diese Werte gleich der Nennleistung setzen.

5. Das gleiche gilt für die *Maximale Entladeleistung (30min)*.

Wirkungsgrad Batteriewechselrichter

Seite *Batteriesystem › Wirkungsgrad Batteriewechselrichter*

Der Nennwirkungsgrad des Batteriewechselrichters wird normalerweise für die Nennleistung angegeben. Falls Sie den Batteriewechselrichter nicht bei Nennleistung betreiben, ändert sich der Wirkungsgrad.

6. Ändern Sie die Wirkungsgrad-Daten in der Tabelle links, die Kennlinie rechts wird entsprechend dargestellt.
   Speichern Sie diese Kennlinie bei Bedarf als Standard für neue Projekte.

Minimaler SOC/Maximaler SOC sind Kennwerte, die sich aus dem Dialog *Ladestrategie* ergeben und mit denen, die am Ende der Seite angezeigte nutzbare Batteriekapazität errechnet wird.

Ladestrategie

Seite *Batteriesystem › Ladestrategie*

Hier können Sie die Ladestrategie parametrisieren, mit der Ihr Batteriesystem arbeitet. Das Schema auf der linken Seite verdeutlicht dabei die Niveaus der Ladezustände für die einzelnen Phasen.

-› Bearbeiten Sie die Ladestrategie von unten nach oben:

7. Ganz unten finden sich die Grenzen, in denen die *I-Ladung* arbeitet:
   - Geben Sie als minimalen Ladezustand (*Min./Start*) den Wert an, bis zu dem die Batterien maximal entladen werden dürfen. Dieser Wert findet sich auf den Datenblättern der Batterien oder ist der Batterie-Datenbank zu entnehmen. Je weniger tief die Batterien entladen werden, desto mehr Zyklen können in der Regel gefahren werden.
   - Geben Sie im Feld *Ende* den End-Ladezustand an.
8. Der End-Ladezustand für die I-Ladung ist gleichzeitig und automatisch der Beginn der anschließenden *Uo-Ladung* (*Min./Start*):
   - Geben Sie auch die *Dauer* und den gewünschten End-Ladezustand (*Ende*) an.
9. Wählen Sie den Startwert für die *Erhaltungsladung* so, dass er innerhalb der Grenzen der Vollladung liegt.
10. Geben Sie für die anschließende *Vollladung* und *Ausgleichsladung*
    - den gewünschten End-Ladezustand (*Ende*),
    - die *Dauer* und
    - den *Zyklus* in Tagen an, in dem diese Phasen wiederholt werden.
11. Speichern Sie diese Werte bei Bedarf als Standard für neue Projekte.

12.2 Batterie

Jedes Batteriesystem hat eine festgelegte DC-Spannung, der die angeschlossene Batteriebank entsprechen muss. Dazu kann eine Batterie mit dieser Nennspannung verwendet werden oder es werden mehrere Batterien in Reihe geschaltet, die Spannung der einzelnen Batterien addiert sich. So kann für ein 12V System eine 12V Batterie, aber auch zwei 6V oder sechs 2V Batterien verwendet werden.

1. Geben Sie die *Batteriesystemspannung DC* an.

2. Wählen Sie einen Batterietyp in der Batterie-Datenbank aus.
   In der Datenbank werden nur die Batterien angezeigt, deren Spannung zum System passt.
3. Die *Anzahl der Batterien pro Strang* wird anhand von Batterietyp und der Batteriesystemspannung DC automatisch ermittelt und angezeigt.
4. Um die Speicherkapazität zu erhöhen, können mehrere Batteriestränge in einer Bank parallel betreiben werden. Dabei bleibt die Spannung gleich, während sich die Kapazitäten der Stränge addieren. Um eine gleichmäßige Belastung der Batterien zu gewährleisten, sollten nicht mehr als drei Stränge parallel geschaltet werden.
   Geben Sie die *Anzahl Batteriestränge* an.
5. Die auf C_{10} bezogene *Batteriekapazität C10* wird automatisch angegeben. Diese ergibt sich aus den Angaben in der Batterie-Datenbank (Kapazitätskennlinie Wert C 10h), multipliziert mit der Anzahl der Batteriestränge.

12.3 Infos unten rechts

Nutzbare Batterieenergie: Die nutzbare Batterieenergie ergibt sich aus der Batteriekapazität C_{10} , multipliziert mit der Batteriesystemspannung DC und der Differenz aus maximalem und minimalem SOC.

Verhältnis von nutzbarer Batterieenergie zum durchschnittlichen Tagesverbrauch: Diese Kennzahl gibt an, welchen Anteil des täglichen Energieverbrauchs Sie mit dem geplanten Batteriesystem aus den Batterien ideal decken könnten. Dabei wird hier nur ein Durchschnittswert angezeigt und es wird noch nicht beachtet, ob die Batterien z.B. wirklich vom PV-System vollgeladen wurden oder ob bei Verbrauchsspitzen die Leistungsgrenzen der Batteriesystems überschritten werden. Daher wird der simulierte Wert niedriger sein als der hier angezeigte.

-> Siehe auch:

Berechnungsgrundlagen: Batteriesysteme

12.4 Batteriekennwerte

Menü *Datenbanken › Batterien › Bearbeiten | Auswahl kopieren*

Hier sehen Sie die Batterie-Kennwerte bzw. können selbst Datensätze anlegen. Links sind verschiedene Seiten aufgeführt, rechts die zugehörigen Kennwerte.

Die Angaben sollten sie im Datenblatt des Herstellers finden.

Eine Prüfung am Ende der Dateneingabe unterstützt Sie im korrekten Ausfüllen des Datenblattes.

Seite: Basisdaten

Unternehmen und Typ dürfen eine Textlänge von max. 255 Zeichen haben.

Sie können aus der Liste der hinterlegten Zertifizierungen ein oder mehrere wählen und diese in die Liste der zugeordneten Zertifizierungen übernehmen -> bzw. aus der Liste entfernen <- .

Über *Lieferbar* wird festgelegt, ob das Produkt zur Zeit lieferbar ist.

Das Datum der letzten Aktualisierung gibt an, wann der Datensatz zuletzt geändert wurde. Dies kann durch Bearbeiten in diesem Dialog oder das Datenbank-Update geschehen.

Seite:Typ

Allgemeine Angaben zur Batterie:

- *Batterietyp*, (Blei-Säure, andere Typen folgen demnächst)
- *Bauart* [Verschlossen (Gel), Verschlossen (AGM= absorbant glass mat), Geschlossen (flüssiger Elektrolyt)]

Seite: Elektrische Daten

Angaben zu den elektrischen Eigenschaften der Batterie: *Zellspannung, Anzahl Zellen in Reihe, Innenwiderstand, Selbstendladung*.

Seite: Kapazitätskennlinie

Die Eingabe der Kapazität erfolgt für verschiedene Entladezeiten von 10 Minuten bis 1000 Stunden. Sollten nicht alle diese Werte im Datenblatt des Hersteller zu finden sein, füllen Sie am besten mit dem nächstgrößeren oder nächstkleineren Wert auf.

Seite: Mechanische Größen

Angaben zu den Maßen, *Breite, Höhe, Länge* und *Gewicht* der Batterie.

13 Kabel

Auf der Seite *Kabel* geben Sie die Kabellängen und -querschnitte ein und lassen den daraus resultierenden Gesamtverlust der Generatorleistung (unter STC-Bedingungen) berechnen.

Außerdem können Sie elektrische Schutzeinrichtungen dimensionieren und die DC-Topologie über unterschiedliche Verteiler definieren.

In einer Vorplanungsphase können Sie unten im Fenster den *Gesamtverlust eingeben* (bei STC).

1. Kabelverluste - Berechnung auswählen

Wählen Sie, ob Sie die *Eingabe der Kabelverluste*
detailliert oder
einfach als *Gesamtverlust* in Prozent vornehmen wollen.

2. Kabel definieren (Baum, linke Seite)

Auf der linken Seite ordnet der Baum die Kabel den Modulflächen und Wechselrichtern zu, die auf der Seite *Wechselrichter* definiert wurden.

Falls mehrere Wechselrichter vorhanden sind, können die Kabelwerte von einem Wechselrichter zum anderen kopiert werden:

1. Klicken Sie bei Wechselrichter a in der Werkzeugleiste auf die Schaltfläche , um alle Kabelwerte auf der rechten Seite zu kopieren.
2. Klicken Sie bei Wechselrichter b in der Werkzeugleiste auf die Schaltfläche , um die Kabelwerte einzufügen.

3. Kabelwerte (rechte Seite)

Der Eingabebereich rechts ist unterteilt in *AC-Leitung*, *DC-Topologie pro MPP-Tracker*, *DC-Hauptleitung* (bzw. DC-Sammelleitung) und *Strangleitung*.
Die Strang- und Gleichstromleitungen werden pro MPP-Tracker angegeben, falls mehre MPP-Tracker enthalten sind.

Passen Sie die Dimensionierungsvorschläge bei Bedarf an.

AC-Leitung

Hier können Sie die Kabellängen, Kabelquerschnitte und das Material (Kupfer, Aluminium) der AC-seitigen Kabel definieren.

Kabelquerschnitte: Klicken Sie auf die Schaltfläche *< 1% Verlust*, um einen Vorschlag für den *Kabelquerschnitt* ermitteln zu lassen.

Die Dimensionierungsvorschläge ergeben sich aus den kleinstmöglichen Leitungsquerschnitten, die einen Spannungsfall in dem jeweiligen Leitungsabschnitt von unter 1 % gewährleisten.

Wichtig: Die Dimensionierung der Kabelquerschnitte zieht nicht die maximale Strombelastbarkeit der Kabel in Betracht. Diese kann je nach Kabeltyp, Verlegeart, Umgebungstemperatur und anderen Faktoren variieren.

Kabellänge: Die Kabellänge der AC-Leitung wird als einfache Länge eingegeben.

Leitungsverlust (bei STC): Rechts am Rand wird pro Leitungsabschnitt und Wechselrichter der Leitungsverlust angegeben..

zusätzliche Schutzeinrichtungen:

- Geben Sie bei Bedarf einen *Leitungsschutzschalter* (LS) an.
  Wichtig: Prüfen Sie:

! ! Der Stromwert des Leitungsschutzschalters muß kleiner sein als der maximale Absicherungsstrom Ihres Wechselrichters (wird meist im Installationshandbuch des Wechselrichters angegeben)!

! ! Der Stromwert des Leitungsschutzschalters muß kleiner sein als die Strombelastbarkeit des AC-Kabels!

- Geben Sie bei Bedarf einen Fehlerstromschutzschalter (*FI/RCD*) an.
  Ein FI mit 30mA für den Personenschutz ist in der Regel im Wechselrichter integriert. Wenn vom Netzbetreiber ein zusätzlicher FI gefordert wird, sollten Sie eine Sensitivität von mindestens 100mA wählen.

DC-Topologie

Hier können Sie für jeden MPP-Tracker einzeln festlegen, wie Ihre PV-Anlage auf DC-Seite mit dem Wechselrichter verschaltet werden soll.

Die Verschaltungsmöglichkeiten sind abhängig von der *Anzahl Stränge im PV-Feld* und der *maximalen Anzahl Strang-Eingänge am MPP-Tracker*.

☑ Sie können Stränge zusammenfassen:
- entweder mit einem Generatoranschlusskasten (*GAK* = bündelt alle Strangleitungen zu einer DC-Hauptleitung)
- oder mit *einem Paar T-Stecke*rn, die je zwei Strangleitungen zu einer Sammelleitung bündeln.

Der vorgeschriebene *DC-Trennschalter* kann im Wechselrichter oder separat positioniert werden.

DC-Hauptleitung

= Kabel zwischen Wechselrichter (WR) und Generatoranschlußkasten (GAK) (Hin- und Rück-Länge)

Hier definieren Sie die Kabellängen, Kabelquerschnitte und das Material (Kupfer, Aluminium) der DC-Hauptleitung

Strangleitung

= DC-seitige Kabel (zwischen GAK und Strang, Hin- und Rück-Länge)

Hier definieren Sie die Kabellänge (Gesamtlänge über alle Stränge), Kabelquerschnitte und das Material (Kupfer, Aluminium) der Strangleitungen.

Information

Überblick über alle Kabel: Tabelle mit Gesamt-Kabellängen pro Kabeltyp und Übersicht der elektrischen Komponenten.

Hinweise zur Dimensionierung: siehe oben, Abschnitt "zusätzliche Schutzeinrichtungen".

Unten rechts wird der *maximale Gesamtverlust (bei STC)* für die Konfiguration der PV-Anlage als Leistung und als prozentualer Anteil angezeigt.

14 Schaltplan

Auf der Seite *Schaltplan* sehen Sie eine Darstellung Ihrer PV-Anlage mit genormten Schaltzeichen.

-› So gehen Sie vor:

Optionen

1. Mit der Option *Mit Zeichnungsrahmen* übernehmen Sie den Anlagenstandort (aus den Projektdaten) und die Benutzerdaten (in den Programmoptionen). Der Zeichnungsrahmen ist nach DIN EN 62446 aufgebaut.
2. Mit der Option *Mit Legende*, blenden Sie die Schaltzeichen und ausführlichere Produktinformationen ein.

Ausgabe

3. Exportieren Sie den Schaltplan im dxf-Format (Drawing Interchange Format*) zur Weiterverarbeitung in CAD Programmen oder im bmp-Format.
4. Wählen Sie ein Standard-Papierformat (DIN A4, A3, A2, A1, A0) für den Export nach .pdf.
5. Drucken Sie den Schaltplan zusammen mit der Projektdokumentation auf der Seite *Präsentation › Anzeigen*.

*Das DXF-Format ist von der Firma Autodesk spezifiziert und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Nähere Informationen und einen kostenfreien DXF-Viewer erhalten Sie unter http://www.autodesk.com.
Der Export des DXF erfolgt in der Version AutoCAD Release 11/12.
Eine Verarbeitung von DXF ist in den meisten CAD Programmen anderer Hersteller vorgesehen.

15 Wirtschaftlichkeit

Seite *Wirtschaftlichkeit*

-› So geben Sie die *Parameter zur Wirtschaftlichkeit*sberechnung ein:

1. Klicken Sie auf $€ *Bearbeiten*. Der Assistent *Wirtschaftlichkeitsberechnung* wird geöffnet.
   - Geben Sie auf allen Seiten die nötigen Parameter an.
   - *Schließen* Sie den Dialog und kehren zur Seite *Wirtschaftlichkeit* zurück.
2. Geben Sie den Preis für den *direktvermarkteten Strom* ein.
3. Wählen Sie einen *Einspeisetarif*.
   - Wählen Sie zuerst das Land. Die verschiedenen Vergütungsmodelle der Länder sind in den zugehörigen Tarifen abgebildet.
   Sie können auch eigene Tarife erstellen (-› siehe *Menü Datenbanken*).
4. (Bei Anlagen mit Überschusseinspeisung:)
   - Wählen Sie einen *Bezugstarif*.
   - Geben Sie für den Bezugstarif den *Preisänderungsfaktor des Arbeitspreises* an.

-› siehe auch:

netzgekoppelte PV-Anlagen in den U.S.A.

15.1 Parameter zur Wirtschaftlichkeit

Seite *Wirtschaftlichkeit › (Parameter zur Wirtschaftlichkeit)* $€ *Bearbeiten*

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung besteht aus folgende Seiten:

- *Allgemeine Parameter*
- *Kostenbilanz*
- *Finanzierung*
- *Steuern*

Sie können sich auf zwei Arten durch die Wirtschaftlichkeitsberechnung bewegen:

- mit den *Weiter ››* / *‹‹Zurück*-Schaltflächen unten im Fenster gelangen Sie auf die nächste oder vorherige Seite,
- über die linke Navigationsleiste können Sie sofort auf die gewünschte Seite springen.
- Hilfe zu den Eingabeparametern erhalten Sie auf jeder Seite über den *Hilfe*-Button unten rechts.

15.1.1 Allg. Parameter Wirtschaftlichkeitsberechnung

Seite *Wirtschaftlichkeit › (Parameter zur Wirtschaftlichkeit)* $€ *Bearbeiten › Allg. Parameter*

Betrachtungszeitraum

Als Betrachtungszeitraum sind volle Jahre ohne das Jahr der Inbetriebnahme anzugeben.

Der Betrachtungszeitraum ist nach VDI 6025 die Zeitspanne des Planungsansatzes für die Wirtschaftlichkeitszeitberechnung (Planungshorizont)

Der Betrachtungszeitraum sollte sich an der Investition mit der kürzesten Nutzungsdauer orientieren.

Ist die Nutzungsdauer einer Investition kleiner als der Betrachtungszeitraum muss die Investition erneut beschafft werden.

Ist die Nutzungsdauer einer Investition größer als der Betrachtungszeitraum hat die Investition am Ende des Betrachtungszeitraums noch einen Restwert, der in die Berechnung des Kapitalwertes eingeht.

Kapitalzins

Als Kapitalzins kann der aktuelle Wert der Umlaufrendite angegeben werden. Die Umlaufrendite ist die durchschnittliche Rendite von Rentenpapieren. Von der Deutschen Bundesbank wird diese als Durchschnittswert der im Umlauf befindlichen festverzinslichen Wertpapiere ermittelt. Die Umlautrendite ist damit ein Maß für das Zinsniveau am Rentenmarkt.

Umsatzsteuer

Dieses Eingabefeld hat keinen Einfluss auf die Berechnung, sondern soll verdeutlichen, dass allen Angaben entweder mit- oder ohne Umsatzsteuer eingetragen werden müssen.

In der Regel sind alle Beträge netto einzugeben, falls Sie Bruttobeträge eintragen, müssen Sie überall Bruttobeträge eintragen.

15.1.2 Kostenbilanz

Seite *Wirtschaftlichkeit › (Parameter zur Wirtschaftlichkeit)* $€ *Bearbeiten › Kostenbilanz*

Tragen Sie alle Zahlungen getrennt nach Kostengruppen ein:

- *Abschreibungsfähige Investitionen*
  sind die Gesamt-Anschaffungskosten (netto) der PV-Anlage (Material, Gerüst, Montage, Datenlogger), die zum Bau der Anlage erforderlich sind.
  Die *Nutzungsdauer* ist die Zeitspanne der wirtschaftlichen Nutzung des Investitionsobjektes in Jahren.
  - Nutzungsdauer ‹ Betrachtungszeitraum -› Die Investition muss erneut beschafft werden.
    Der Preis für die Wiederbeschaffung richtet sich nach dem angegebenen Preisänderungsfaktor.
  - Nutzungsdauer › Betrachtungszeitraum -› Die Investition hat am Ende des Betrachtungszeitraums noch einen Restwert, der in die Berechnung des Kapitalwertes eingeht.
  Der *Preisänderungsfaktor* gibt an, um wie viel Prozent sich eine Zahlung im Durchschnitt gegenüber dem Vorjahr verändert.
- *Einmalige Zahlungen*
  Einmalige Zahlungen sind Kosten, die nicht abgeschrieben werden können. Sie werden direkt versteuert.
- *Förderungen*
  Förderungen vermindern die Kosten. Sie beeinflussen nicht die Abschreibungen, sondern werden direkt versteuert.
- *Betriebkosten pro Jahr*
  Beispiel: Batterietausch nach X Jahren.
- *Verbrauchsgebundene Kosten pro Jahr*
- *Sonstige Kosten pro Jahr*
- *sonstige Erlöse / Einsparungen pro Jahr*
  Die Einspeisevergütung im ersten Jahr wird aus dem Einspeisetarif und dem aus der Simulation bekannten Ertrag berechnet.

-› So listen Sie alle Investitionskosten auf:

1. Tragen Sie den Betrag ein.
2. Wählen Sie die Einheit**:
   - absolut (€, €/a) oder
   - spezifisch (€/kWp, €/(kWp*a) oder % der Investition, % der Investition/a).
   (nicht verfügbar bei ☑ *detaillierter Eingabe*)
   **Anmerkung: Die Währung (hier: €) wird dem Betriebssystem Ihres Computers entnommen.

3. Wenn Sie alle Kosten eingetragen haben, gehen Sie *weiter ››* zur nächsten Seite.

1. ODER: Falls Sie in einer Kostengruppe mehrere Positionen eintragen wollen, setzen Sie einen Haken bei ☑ *detaillierte Eingabe*.
   Sie gelangen automatisch auf die entsprechende Eingabeseite.
   ! Tragen Sie Ausgaben als positive Werte ein. Tragen Sie Einsparungen als negative Werte ein!
   Auf der Seite *Kostenbilanz* wird die Kostengruppe wird deaktiviert und zeigt die Summe der Kostengruppe an.
2. Klicken Sie auf *Position hinzufügen*, um eine neue Position einzutragen.
3. Um eine Position zu löschen,
   - markieren Sie die Zeile durch klicken auf die Positionsnummer in der ersten Spalte.
   - Klicken Sie auf *Positon löschen*.
4. Gehen Sie *weiter ››* zur nächsten Seite.

15.1.3 Finanzierung

Seite *Wirtschaftlichkeit* › *(Parameter zur Wirtschaftlichkeit)* $€ *Bearbeiten* › *Finanzierung*

Bezeichnung

Hier können Sie dem Kredit einen Namen geben, der im Projektbericht erscheint.

Fremdkapital

Kreditbetrag aufgrund dessen Zinsen und Tilgung berechnet werden. Der Kreditbetrag kann absolut in Euro oder in Prozent des Investitionsvolumens angegeben werden. Als Investitionsvolumen sind hier die Investitionen und einmalige Zahlungen abzüglich Förderungen zu verstehen.

Auszahlungsrate in % des Fremdkapitals **(Disagio)**

Dieser Wert gibt an, welcher Prozentsatz des angegebenen Fremdkapitals tatsächlich ausgezahlt wird. Bitte beachten Sie, dass ein Disagio in der Ergebnisauswertung als Zinszahlung im ersten Jahr gewertet wird.

Der Auszahlungsbetrag des Kredites ergibt sich aus Fremdkapital multipliziert mit der Auszahlungsrate.

Die Summe der Auszahlungsbeträge aller Kredite sollte das oben definierte Investitionsvolumen nicht überschreiten.

Ratenkredit / *Annuitätenkredit*

Beim *Ratenkredit* erfolgt die Tilgung in gleichbleibenden Raten. Die zu leistenden Zinszahlungen werden nach jeder Ratenzahlung aus der verbleibenden Restschuld neu berechnet. Die Gesamtrückzahlungrate ergibt sich aus einem gleichbleibenden Tilgungsanteil und einem sinkenden Zinsanteil.
Beim *Annuitätenkredit* erfolgt die Rückzahlung in gleichbleibenden Raten über die Laufzeit. Der Tilgungsanteil innerhalb dieser Rückzahlungsrate steigt mit der Zahl der Ratenzahlungen, während der Zinsanteil entsprechend sinkt.

Laufzeit

Der Zeitraum, nach dem der Kredit abbezahlt ist.

Kreditzins

Nominalzinssatz, der auf die verbleibende Restschuld zu zahlen ist.

tilgungsfreie Anlaufjahre

In diesen Zeitraum erfolgt keine Tilgung, sonder nur Zinszahlungen. In der verbleibenden Zeit bis zum Ende der Laufzeit wird dann das Fremdkapital in Raten getilgt.

Tilgungsfrist

In diesen Abständen erfolgen die Zins- und Ratenzahlungen.

15.1.4 Steuern

Bei einer rentablen Investition führt die Berücksichtigung von Steuerzahlungen zu einer Verschlechterung des Ergebnisses. Nur bei sich ändernden Steuersätzen kann das Ergebnis verbessert werden. Eine Veränderung des Steuersatzes ist z.B. denkbar, wenn der Investor nach 10 Jahren in Rente geht. Falls der Investor zu dem Zeitpunkt, zu dem die Anlage in die Gewinnzone kommt, mit anderen Investitionen Verluste macht, kann der Steuersatz ab diesem Zeitpunkt auch auf null gesetzt werden

-› So gehen Sie vor:

1. Damit Steuerzahlungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden, wählen Sie das Feld *Steuern* aus.
2. Geben Sie den *Einkommens- / Körperschafts-Grenzsteuersatz [%]* ein.
   Dies ist der Steuersatz, den Sie für jeden zusätzlich zu versteuernden Euro zu zahlen haben. Er sollte auch in Ihrem Steuerbescheid auftauchen.
3. Falls Sie *Änderung des Grenzsteuersatzes berücksichtigen* auswählen,
   - geben Sie auch den Zeitpunkt der *Änderung des Steuersatzes* an und
   - geben Sie den *neuen Steuersatz* an, der nach diesem Zeitpunkt zur Berechnung der Steuer herangezogen werden soll.
4. Abschreibung
   - Geben Sie die *Abschreibungsdauer* an. Das ist der Zeitraum, über den die Investition abgeschrieben wird. Der übliche Wert bei PV-Anlagen beträgt 20 Jahre.
   - Geben Sie die *Art der Abschreibung* an:

   linear: die Abschreibung pro Jahr ergibt sich linear aus Investition dividiert durch Abschreibungsdauer.

   degressiv: die jährliche Abschreibung ist nicht konstant sondern errechnet sich folgendermaßen:
   Noch nicht abgeschrieben Investitionen multipliziert mit der Abschreibungsrate. Dadurch sinkt die jährliche Abschreibung von Jahr zu Jahr. Fällt die jährliche Abschreibung unter den Wert, der sich bei linearer Abschreibung ergibt, wird der Restwert über die verbleibende Zeit linear abgeschrieben.

15.2 Einspeisetarif

Seite *Wirtschaftlichkei › Einspeisetarif Auswählen › Einspeisetarif*

Sie können den Einspeisetarif über das Menü *Datenbanken* › *Einspeisetarif* oder über die Seite *Wirtschaftlichkeit › (Einspeisetarife) Auswählen › Bearbeiten* definieren.

-› Die Daten für einen Einspeisetarif sind:

Land, Ort: Gültigkeitsbereich

Installationsart: z.B. dachintegrierte oder Freiflächen-Anlagen

Name: Tarifnamez.B. EEG 2012

Gültig ab: Beginn der Förderung.

Auszahlungsdauer: in Jahren. Die EVU fördern über einen festgelegten Zeitraum den PV-Strom und bezahlen danach meist nur die gesetzlich festgelegte Mindestvergütung.

Leistungsgrenzen: Je nach Auswahl wird die resultierende Einspeisevergütung unterschiedlich ermittelt.

Tarifzonung:

Bei der Tarifzonung ergibt sich eine annähernd stetige Veränderung der Einspeisevergütung. Es wird eine gemittelte Einspeisevergütung über alle Leistungsbereiche bis zur installierten PV- Leistung berechnet.

Beispiel:
Von 0-30 kW : 1€/kWh
ab 30 kW 0,5 €/kWh

Bei einer Anlagengröße von 50 kW ergibt sich eine Einspeisevergütung von 30/50*1€/kWh + 20/50*0,5€/kWh, also 0,8 €/kWh.

Tarifstaffelung:

Bei der Tarifstaffelung verändert sich die Einspeisevergütung sprunghaft bei Überschreiten einer Leistungsgrenze. In diesem Fall ergibt sich der Einspeisetarif direkt aus der installierten Leistung. In dem Beispiel oben wäre die Einspeisevergütung für den gesamten Strom 0,5€/kWh.

Einspeisevergütung: Geben Sie Leistungsstufen in kWh und die Vergütung in €/kWh an.

Eigenverbrauchsvergütung: Vergütung in €/kWh ab Prozent oder Leistung in kWh

Grundvergütung: Die gesetzliche Grundvergütung wird i.d.R. vom EVU an den Einspeiser nach den Auszahlungsjahren mit Einspeisevergütung gezahlt.

Geben Sie weitere Vergütungsstufen an.

Löschen Sie Vergütungsstufen bei Bedarf.

*Anmerkung: Die Währung (hier: €) wird dem Betriebssystem Ihres Computers entnommen.

15.3 Bezugstarif

Seite *Wirtschaftlichkei › Bezugstarif Auswählen › Bezugstarif*

Sie können den Bezugstarif über das Menü *Datenbanken › Bezugstarif* oder über die Seite *Wirtschaftlichkeit › (Bezugstarife) Auswählen › Bearbeiten* definieren.

-› Voraussetzung:

Bezugstarife gibt es nur für die Anlagenart "*netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern (sog. "Eigenverbrauch") und Überschusseinspeisung"*

-› Die Daten für einen Einspeisetarif sind:

Land, Ort: Gültigkeitsbereich

Energieversorger: gewähltes Unternehmen, Abkürzung: EVU

Name: Tarifname, z.B. Berlin Basis Privatstrom

Verbrauchsart: ◉ Privat oder ◉ Gewerbe

Grundpreis: verbrauchsunabhängiger Anteil des Preises in €/Monat

Arbeitspreis: verbrauchsabhängiger Anteil des Preises in €/kWh (-› siehe auch: Preisänderungsfaktor)

Über ☑ *Verfügbar* wird festgelegt, ob der Tarif zur Zeit verfügbar ist.

15.4 Wirtschaftlichkeit in den U.S.A.

Seite *Wirtschaftlichkeit*

Auf dieser Seite machen Sie Eingaben, die für die Rentabilität der Solaranlage entscheidend sind.

-› Voraussetzungen:

1. Auf der Seite *Projektdaten* wählen Sie das *Land* = Vereinigte Staaten von Amerika
2. Auf der Seite *Anlagenart und Umgebung* wählen Sie einen Standort für die *Klimadaten* in den U.S.A. aus.
   ! Vergessen Sie nicht, die Netzspannung anzupassen!
3. Auf der Seite *Anlagenart und Umgebung* wählen Sie *Anlagenart* = "*Netzgekoppelte PV-Anlage - Webbasierte Ermittlung von Förderung und Wirtschaftlichkeit*"
4. Gehen Sie zur Seite *Wirtschaftlichkeit*.

-› So gehen Sie vor:

1. Wichtig ist die Option *Art des Projekts*: Je nachdem, ob hier *privat* oder *gewerblich* gewählt wird, stehen unterschiedliche Strom*tarife* und *Steuerklassen* zur Auswahl.

Anlagenkosten

2. Unter *Anlagenkosten* geben Sie die Kosten der Anlage bei Anschaffung und über ihre Lebensdauer an. Tragen Sie die Verkaufspreise ohne Beachtung von Forderungen oder Steuernachlässen ein.
3. Wird die Anlage über einen Kredit finanziert wählen sie die Option *Kein Kredit* ab und klicken auf die Schaltfläche *Kredit*. Es wird in Dialog geöffnet, in dem Sie die Angaben zum Kredit eintragen:

   Wählen Sie im Auswahl-Feld *Art des Kredits* aus zwischen den Optionen:

   - Kredit mit Sicherheiten
   - Kredit ohne Sicherheiten
   - Bausparkredit
   - Refinanzierung

   Über die Radiobuttons wählen Sie zwischen der Eingabe der Höhe der Anzahlung oder dem Anteil der Finanzierung in Prozent. Geben Sie die Laufzeit des Kredites in Jahren sowie den Zins in Prozent ein. Bestätigen Sie Ihre Eingaben per *OK*.

4. Zurück im Hauptfenster tragen Sie die *jährlichen Betriebskosten* und den Betrachtungszeitraum ein.
5. Unter *Wechselrichter Austauschkosten* geben Sie die voraussichtlichen Kosten ein.
6. Unter *Austausch nach* geben Sie den Zeitraum in Jahren an, nach dem ein Austausch der Wechselrichter voraussichtlich erfolgen wird.

Verbrauch

7. Unter Verbrauch wählen sie einen Stromanbieter und Tarif. Die zur Auswahl stehenden Werte werden anhand der auf der Seite *Projektdaten* für den Anlagenstandort angegebenen Postleitzahl und hier auf der Seite *Wirtschaftlichkeit* unter *Art des Projekts* gemachten Angaben ermittelt. Falls Sie diese Eingaben ändern, müssen Sie danach erneut einen Tarif auswählen.
8. Wählen Sie nun ◉*jährliche Stromkosten* oder ◉*monatlicher Verbrauch*.
9. ◉*monatlicher Verbrauch*:
   - Klicken Sie auf die Schaltfläche *Eingeben*.
   - Geben Sie für jeden Monat den Stromverbrauch in kWh ein.
   - Bestätigen Sie Ihre Eingaben mit *OK*.
10. Schätzen Sie die *jährliche Steigerung der Energiekosten* in Prozent.
11. Falls Ihnen Ihr Stromverbrauch nicht bekannt ist, Klicken Sie auf den Link *Verbrauch mit Home Energy Saver abschätzen* . Die Webseite wird geöffnet, mit deren Hilfe Sie Ihren Stromverbrauch ermitteln können. Diese Option ist nur möglich, wenn Sie über eine aktive Internetverbindung verfügen.

Eingaben für die Auswahl der Förderungen und Anreizprogramme

12. Geben Sie das *Jahreseinkommen* ein.
13. Geben Sie die *Steuerklasse* des Käufers der Solaranlage an. Wählen Sie im Auswahlfeld ▾ aus zwischen:
    - Ledig
    - Verheiratet gemeinsame Steuererklärung
    - Verheiratet getrennte Steuererklärung
    - Familienoberhaupt
14. In manchen Gegenden gibt es Förderungen, die sich gegenseitig ausschließen. Um dies zu berücksichtigen, aktivieren Sie ☑*Optionale Förderung wählen, wenn angeboten*.
    ☐nicht ausgewählt -› Sie erhalten automatisch die erste mögliche Förderung.
    ☑ausgewählt -› Sie erhalten automatisch die zweite mögliche Förderung
    Die ausgewählte Förderung wird in der Präsentation aufgeführt unter *Aufschlüsselung der Investitionen › Bruttoinvestition › Förderung*.

15. Aktivieren Sie optional ☑ *SREC Einnahmen annehmen*.
    - Klicken Sie *Eingeben* . Der Dialog Angaben zum Renewable Energy Credit wird geöffnet.
    - Hier können Sie folgende Angaben eintragen und auswählen:
        - Höhe des SRECs pro kWh
        - Laufzeit in Jahre
        - SREC Steigerung in Prozent pro Jahr
        - und die Option SREC kann besteuert werden
    - Bestätigen Sie Ihre Eingaben mit *OK*.

Hinweis: Einige Förderungen in Kalifornien setzen voraus dass nur nach „SB1 Guidelines“ zertifizierte Produkte verbaut werden. Bitte beachten Sie dies bei der Auswahl ihrer PV-Module und Wechselrichter. Sie finden eine Liste der SB1-konformen PV-Module auf der Webseite http://www.gosolarcalifornia.org/equipment/pv_modules.php.

16 Ergebnisse

Seite *Ergebnisse*

Gehen Sie zur Seite *Ergebnisse*, um die Simulation zu starten.

Ein Fortschrittsbalken und Tagesanzeige zeigt die Simulationsberechnung an. Berechnet wird jeweils über ein Jahr vom 1.1. 00:00 Uhr bis zum 31.12. 24:00 Uhr.

Auf dieser Seite werden die Ergebnisse der Ertragssimulation und der Wirtschaftlichkeitsberechnung gezeigt, sowie die Kundenpräsentation erstellt.

Klicken Sie auf eine Ergebnisstabelle oder ein Diagramm im Baumverzeichnis aus, um die jeweiligen Ergebnisse im Fenster rechts anzeigen zu lassen.

Die einzelnen Ergebnisse werden im Glossar erklärt. Für die Energiebilanzen gibt es noch eine eigene Erklärung.

Präsentation

1. Die Konfiguration des Projektberichts können Sie als Standard speichern, dann steht sie für andere Projekte zur Verfügung.
2. Klicken Sie *Anzeige*, um die Präsentation anzuzeigen.

16.1 Energiebilanzen

Seite *Ergebnisse* › Energiebilanzen

Nach der Simulation einer PV-Anlage werden auf der Seite *Ergebnisse* die Energiebilanzen in der Baumansicht dargestellt.

Wählen Sie entweder die Hauptebene oder eines der Subsysteme, um jeweilige Energiebilanz zu sehen:

- *Energiebilanz* : Energiebilanz der gesamten Anlage
- *Meteo* : das Strahlungssystem,
- *Teilgenerator* : das System, das PV-Generator und MPP-Tracker abbildet und
- *WR* : Wechselrichter mit AC-Seite zum Netzanschluss. Je nach Design der PV-Anlage können Subsysteme mehrfach vorkommen, mindestens jedoch einmal.

Gibt es mehr als ein Meteo-System (zum Beispiel durch unterschiedlich ausgerichtete Modulflächen), werden die Einzel-Bilanzen über die zugehörige Fläche des PV-Teilgenerators im Verhältnis zur Gesamtfläche der Anlage berechnet.

Bei mehreren Teilgenerator- und WR-Systemen werden die Einzelbilanzen aufsummiert.

16.1.1 Topologien

Die Gliederung der Energiebilanzen in der Baumansicht hängt von der Topologie der PV-Anlage ab.

Eine 1-1-1 Topologie setzt sich wie folgt zusammen:

- 1 Meteo-System: Alle Module sind gleich ausgerichtet und es gilt für alle die gleiche Strahlungsbilanz.
- 1 Teilgenerator-System: Die Module sind gleicher Bauart und alle zusammen an einen MPP-Tracker angeschlossen.
- 1 Wechselrichter-System: Nur ein Wechselrichter wird verwendet.

Entsprechend hätte die Anlage eine 1-2-1 Topologie, wenn die Module an zwei MPP-Trackern verschaltet wären, diese aber zum gleichen Wechselrichter gehören.

Eine Anlage mit zwei unterschiedlich ausgerichteten Modulflächen, die jeweils an einem eigenen Wechselrichter angeschlossen sind, entspricht einer 2-2-2 Topologie.

16.1.2 Aufbau der Bilanzzonen

Jede Bilanzzone hat einen Start- und einen Endwert, die grau hinterlegt und fett geschrieben sind. Die Teilgenerator-Bilanzzone weist zwei weitere Zwischenwerte auf, die zur Orientierung dienen.

Die Verlust- (rote Schrift) oder Gewinngrößen (grüne Schrift) werden zwischen Start- und Endwert gelistet. In der letzten Spalte findet sich der prozentuale Wert der Abweichung, immer bezogen auf die bilanzierte Summe aus den voranstehenden Werten.

16.1.2.1 Verlust- und Gewinngrößen

Meteo

Globalstrahlung horizontal

Die gesamte Globalstrahlung auf die horizontale Ebene, eine Eingangsgröße aus den Klimadaten

Abweichung vom Standardspektrum

Ausgegangen wird bei der Photovoltaik immer vom STC-Standardspektrum bei AM1,5. Da das tatsächliche Spektrum der Solarstrahlung für die PV-Module ungünstiger sein kann, wird hier pauschal ein Prozent der Strahlungsleistung abgezogen.

Ausrichtung und Neigung der Modulebene

Je nach dem, wie die Module im Raum orientiert sind, kann sich für die Globalstrahlung auf diese geneigte Ebene ein höherer oder niedrigerer Wert als auf die horizontale ergeben.

Verschattung

Der Anteil der Strahlung, der die PV-Module aufgrund von vorheriger Verschattung nicht erreicht.

Reflexion an der Moduloberfläche

Ein Teil der Strahlung, die die PV-Module erreicht, wird an der Moduloberfläche reflektiert, bevor sie zur Stromproduktion beitragen kann

Globalstrahlung auf Modul

Der Anteil der Solarstrahlung, der tatsächlich das Zellmaterial der PV-Module erreicht.

Umrechnung von Meteo zu Teilgenerator

Die Globalstrahlung auf die Module in kWh/m² multipliziert mit der Gesamtfläche des PV-Generators, ergibt die PV Globalstrahlung in kWh.

Teilgenerator

PV Globalstrahlung

Die in kWh umgerechnete Globalstrahlung auf die PV-Module

STC Konversion

Der Anteil, der durch die photovoltaische Energieumwandlung bei STC verloren geht. Entspricht 100% - eta_STC

PV Nennenergie

Die Energie, die das Modul unter STC-Bedingungen abgeben würde

Teillast

Der Wirkungsgrad eines PV-Moduls verändert sich mit variierender Einstrahlung. Dadurch kann es zu Energieverlusten oder auch zu Gewinnen kommen.

Temperatur

Die Effizienz eines PV-Moduls ist auch abhängig von seiner Temperatur. In der Regel gilt, je höher die Modultemperatur, desto höher sind die dadurch entstehenden Verluste. In kalten Regionen kann es hier auch zu Gewinnen kommen.

Dioden

An den Dioden in den Anschlussdosen der Module kommt es wie an jedem elektronischen Bauteil zu Verlusten, die hier pauschal mit 0,5% angenommen werden.

Mismatch (Herstellerangaben)

Da PV-Module einer Charge in der Regel nicht exakt die gleiche Nennleistung aufweisen, entsteht in der Verschaltung ein Mismatch, der hier mit 2% pauschal veranschlagt wird.

Mismatch (Verschaltung/Verschattung)

Ein weiteres Mismatching kann durch asymmetrische Verschaltung, Verschaltung verschieden ausgerichteter Modulebenen oder ungleichmäßige Verschattung der Module entstehen.

Strangleitung

Die ohmschen Verluste in den Strangleitungen

DC-Hauptleitung

Die ohmschen Verluste in der DC-Hauptleitung

PV-Energie (DC) ohne WR-Abregelung

Die DC-seitige PV-Energie, die bei ideal ausgelegten MPP-Trackern und Wechselrichtern nutzbar wäre.

Abregelung wegen MPP-Spannungsbereich

MPP-Tracker haben einen Eingangsspannungsbereich, innerhalb dessen sie den MPP suchen können. Liegt der wahre MPP des PV-Feldes außerhalb dieses Bereiches, wird ein nicht optimaler MPP gefunden, wodurch ein Verlust entsteht. In der Regel ist jedoch der resultierende Strom im PV-Feld dadurch geringer, was hier gegengerechnet wird.

Abregelung wegen max. DC-Strom

Analog zur Abregelung aufgrund des MPP-Spannungsbereiches findet unter Umständen eine Abregelung oberhalb des maximal zulässigen DC-Stroms statt. Auch hier werden die geringeren ohmschen Verluste angerechnet.

Abregelung wegen max. DC-Leistung

Analog zur Abregelung aufgrund des maximalen DC-Stroms

Abregelung wegen max. AC-Leistung/cos phi

Wenn die maximal zulässige AC-Leistung des Wechselrichters überschritten oder durch die Einspeise-Abregelung begrenzt wird, muss auch hier abgeregelt werden.

Gleiches gilt, wenn durch die Vorgabe eines bestimmten cos phi die maximal einspeisbare Wirkleistung vermindert wird. Bei Systemen mit Verbrauchern oder Batterien wird die Einspeise-Abregelung erst am Netzanschlusspunkt wirksam und erscheint daher nicht in der Energiebilanz.

PV-Energie (DC)

Die DC-seitig erzeugte PV-Energie

Wechselrichter

Energie am WR-Eingang

Die Energie, die am WR-Eingang zur Verfügung steht. Identisch mit PV-Energie (DC)

Abweichung der Eingangs- von der Nennspannung

Weicht die DC-seitige Eingangsspannung von der Nennspannung des Wechselrichters ab, reduziert sich der Wandlungswirkungsgrad leicht.

DC/AC-Wandlung

Die Energie, die durch die Wandlung von Gleichspannung in Wechselspannung verloren geht.

Eigenverbrauch (Standby, Nacht)

Die Energie, die der Wechselrichter vom Netz bezieht, während er nicht einspeist.

AC-Leitung

Die ohmschen Verluste der AC-Leitung

PV-Energie (AC)

Die direkt nutzbare oder einspeisbare PV-Energie auf AC-Seite

16.2 Präsentation

Seite *Präsentation*

Die Präsentation enthält die wichtigsten Informationen für das Angebot beim Kunden.

1. Klicken Sie auf *Konfiguration*, um den Inhalt Ihrer Präsentation festzulegen.
2. Klicken Sie auf *Anzeigen*, um zur Druckvorschau zu gelangen.
3. Klicken sie auf *Exportieren*, um die Präsentation in eine Datei (.docx) zu kopieren.
4. Klicken sie auf *Exportieren*, um alle Vorgaben und alle Simulationsergebnisse in eine Datei (.xls) zu kopieren.

Ansicht, pdf-Export und Drucken im Vorschaueditor

Seite *Ergebnisse* › (Präsentation) *Anzeigen* › *Datei* › *Speichern unter*

Über die Navigationsleiste können Sie durch die Präsentation navigieren, die Ansicht vergrößern und verkleinern, sowie eine Bildschirmpräsentation starten.

Sie sehen links die Seiten im Miniformat, rechts in groß.

Menü und Symbolleiste bieten die üblichen Funktionen:

- Gehe zu, Zoom, Vollbild, Seite drucken, alles drucken, Faxen, Speichern unter, Senden an, Volltextsuche
- Über das Menü *Datei* › *Speichern unter* › *Dateityp* können Sie verschiedene Dateiformate zum Speichern wählen:
  pdf, tif, txt, emf, jpg, png, xps.
- Außerdem steht das Menü *Datei* › *Speichern unter* › *Speichern als RTF* zur Verfügung.

Sie können die aktuelle Seite drucken oder die gesamte Präsentation ausdrucken.

Sie können den *Speichern unter*-Dialog starten oder die Vorschau per Mail in einem gewählten Format versenden. Diese Funktionen sind im Menü unter dem den Punkt *Speichern als RTF* verfügbar. Folgende Exportformate werden unterstützt: .pdf, .rtf, .tif, .txt, .emf, .xps und .ll

17 Glossar

Abregelung

Falls der Wechselrichter zu klein gewählt ist, muss ggf. vor dem Wechselrichter automatisch abgeregelt werden. Die Auswirkungen der Abregelung auf den energetischen Ertrag der Anlage sind stark abhängig vom Dimensionierungsverhältnis zwischen PV-Generator und Wechselrichter, der Anlagenausrichtung und dem Standort:

- Bei einem Dimensionierungsfaktor von 100% führt eine Abregelung auf 70% in Mitteleuropa in der Regel zu Ertragsminderungen von 3 bis 8%.
- Je größer der Dimensionierungsfaktor, desto geringer die Ertragsminderungen.
- Je weiter die Anlagenausrichtung vom Ideal abweicht, desto geringer ist die prozentuale Ertragsminderung.
- Je höher die Solarstrahlung am Standort, desto höher sind die Ertragsminderungen.
- Je wechselhafter die Solarstrahlung am Standort, desto höher sind die Ertragsminderungen durch Nichtnutzung von Strahlungspeaks.

-› siehe auch: Einspeiseleistung, 70% Abregelung

Amortisationsdauer

Zeitraum, zu dem der Kapitalwert der Investition zum ersten mal positiv ist.

Anlagennutzungsgrad

Der Anlagennutzungsgrad ist ein Maß für die Energieverluste, die im Vergleich zu den optimalen Betriebsbedingungen der Anlage auftreten. Die tatsächlich erzeugte Solarenergie wird ins Verhältnis gesetzt zur nominalen Energieabgabe. Die nominale Energieabgabe berechnet sich aus der Einstrahlung auf die geneigte PV-Fläche multipliziert mit dem Wirkungsgrad des Moduls bei Standardtestbedingungen (25 °C, 1000 W/m²).

Der Anlagennutzungsgrad wird berechnet: AN = (PV-Generatorenergie (AC-Netz) - Standby-Verbrauch)/(Maximal mögliche PV-Generatorenergie)

(Synonym: Performance Ratio)

Anlagen-Wechselrichter

Ein Anlagen-Wechselrichter ist ein Wechselrichter, dessen MPP-Tracker mit Modulgruppen unterschiedlicher Ausrichtung oder unterschiedlichen Typs belegt sind.

Aufgeständert

Als aufgeständert werden Anlagen bezeichnet, deren Module mit Hilfe von Gestellen auf einer Freifläche oder einem flach geneigten Dach montiert werden.

Aufstellwinkel / Neigung

Der Aufstellwinkel bezeichnet den Winkel zwischen den Modulen und der Horizontalen. Bei Fassadenmontage beträgt der Aufstellwinkel 90°.

Ausrichtung der PV-Module / Azimut

Der Azimutwinkel beschreibt die Abweichung der Ausrichtung einer Solarfläche aus der Südrichtung. Süd wird mit 0° angegeben, Ost entspricht -90°, Südost = -45°, Südwest = 45°, West = 90° usw.

Außentemperatur

Die Außentemperatur ist eine Angabe aus den Klimadateien. Sie wird zur Bestimmung der Modultemperatur benötigt, da der Modulwirkungsgrad temperaturabhängig ist (siehe PV-Modul-Kennwerte).

Autarkiegrad

Bei Überschusseinspeisung mit Batteriespeichern gilt:

Autarkiegrad = 1- (Gesamtverbrauch gedeckt durch Netz/ Gesamtverbrauch), in %
Zum Beispiel: Ein Autarkiegrad von 100% bedeuted, dass kein Netzbezug nötig war.

-› Vergleiche: Solarer Deckungsanteil

Batterieladezustand (SOC = State of Charge)

Maximaler SOC : Gibt an bis zu welchem SOC die Batterie im normalen Betrieb geladen wird. Bei hohen SOCs sinkt der Wirkungsgrad der Batterieladung, es kann nicht mehr mit dem vollen zur Verfügung stehenden Strom geladen werden und daher wird die Batterieladung meist bei einem maximalen SOC angehalten.

Minimaler SOC : Gibt an bis zu welchem SOC die Batterien höchstens entladen werden. Je nach Batterietyp und Ladestrategie ist vom Hersteller eine minimale Ladung für die Batterien, vorgesehen.

Bleibatterien sollten nicht zu tief entladen werden, da die Lebensdauer der Batterien relativ stark davon abhängt wie tief sie entladen werden, siehe Kurve Zyklenanzahl in der Batteriedatenbank.

Neben dem SOC ist auch die Angabe der Entladetiefe DOD (engl., Depth of Discharge) üblich. Der SOC gibt an wie voll die Batterie, ist während der DOD angibt wie viel Prozent der Kapazität der Batterie entnommen wurde. Die Summe der beiden Werte ist daher stets 100% ein SOC von 40% entspricht z.B. einen DOD von 60%.

Ist der Entladestrom in der Simulation geringer als der zu C10 gehörige I10, kann es sein, dass der SOC auch unter diesen Wert fällt, da die Untergrenze bei Entladung auf den SOC-Wert, bezogen auf den momentanen Entladestrom und die dazugehörige Kapazität ausgewertet wird. Bei Entladeströmen über I10 kann es auch sein das der nominelle minimale Ladezustand nicht erreicht wird, sondern die Entladung vorher abgebrochen wird, um nicht unter den auf den hohen Entladestrom bezogenen SOC zu fallen.

Blindleistung

Aufgrund der EEG-Novelle 2012 zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, um das Blindleistungs-Gleichgewicht zwischen Netz und Verbrauchern zu gewährleisten, müssen PV-Anlagenbetreiber Blindleistung bereitstellen.

z.B.: Netzbetreiber verlangt cos(phi) = 0,9 -› Der Wechselrichter muß 10% mehr Leistung liefern: 90% für die bisherige Wirkleistung + 10% für die neue Blindleistung

Außerdem müssen großer PV-Anlagen, mit › 30 KW durch die Netzbetreiber fernsteuerbar sein.

Kleine PV-Anlagen, mit ‹ 30kW müssen auf 70% abregelbar sein.

Es gilt: Blindleistung Q, Scheinleistung S, Wirkleistung P, Verschiebungsfaktor cos(phi)

S = P / cos(phi)

Q =√(S²-P²).

Cashflow, kumulierter

Kassenbestand, aufsummierter Cash Flow nach Steuern.

Dachintegriert

Dachintegriert bedeutet, dass die Dachhaut teilweise entfernt wird und Module selber die Dachhaut bilden.

Dachparallel

Dachparallel bedeutet, dass die Module mit einem Abstand parallel über der Dachhaut montiert werden.

Dimensionierungsfaktor, %

= PV-Generatorleistung / AC-Nennleistung des Wechselrichters

Direktvermarktung

Der *Preis für den direktvermarkteten Strom* wird verwendet, um die Einnahmen für den Stromanteil, der nicht vom EVU gesetzlich vergütet wird, sondern direkt, zum Marktwert an Dritte verkauft wird, zu berechnen.
Außerdem wird er herangezogen, um die Einnahmen nach Ende der Auszahlungsdauer (der Einspeisevergütung) bis zum Ende des Betrachtungszeitraum zu berechnen.
Er wird in €/kWh angegeben.

Eigenverbrauchsanteil

Bei Überschusseinspeisung gilt:

Eigenverbrauchsanteil = Eigenverbrauch /(Eigenverbrauch + Überschußeinspeisung) = Eigenverbrauch / PV-Generatorenergie

-› siehe auch: solarer Deckungsanteil

Einspeiseleistung (AC), 70% Abregelung

Sie können *Wechselrichter-Ausgangsleistung (AC)* in Prozent der installierten PV-Leistung abregeln.
Beispiel: Bei einer installierten PV-Leistung von 5kWp und einer Abregelung auf 70% würde die Wechselrichter-Ausgangsleistung AC-seitig auf 3,5 kW begrenzt werden.

Abregelung vs. Eigenverbrauch:

- Falls keine Verbraucher oder Batterien in der Anlage vorhanden sind, wird die Ausgangsleistung des Wechselrichters (AC) auf den eingegebenen Wert abgeregelt. Dies entspricht im Normalfall der von den Wechselrichter-Herstellern implementierten Lösung.
- Falls Verbraucher oder Batterien in der Anlage vorhanden sind, wird die ins Netz einzuspeisende Leistung in PV*SOL advanced erst am Netzanknüpfungspunkt auf den eingegebenen Wert abgeregelt. So ist eine Nutzung der PV-Leistung oberhalb der Abregelungsschwelle (in D: 70% oder beim KfW Förderprogramm für Photovoltaik-Speicher) durch direkten Eigenverbrauch oder Batteriespeicherung möglich.

Einstrahlung

Die Einstrahlung auf die geneigte PV-Generatorfläche ist die Energie (nach Abzug der Verschattung) auf die PV-Fläche, die zur Umwandlung zur Verfügung steht. Ein Teil dieser Energie geht durch Reflexion an der Moduloberfläche verloren.

Energieertrag, Ertragsprognose

Jährlicher Energieertrag bezeichnet, die in ein (öffentliches) Stromnetz eingespeiste Solarenergie.
-› siehe auch: Spezifischer Jahresertrag
-› siehe auch: PV-Generatorenergie

Investitionen

Die *abschreibungsfähigen Investitionen* sind die Gesamt-Anschaffungskosten (netto) der PV-Anlage (Material, Gerüst, Montage, Datenlogger), die zum Bau der Anlage erforderlich sind..

Kapitalwert

Der Kapitalwert berechnet sich aus der Summe der:

- Barwerte aller jährlichen Kosten,
- Barwerte aller jährlichen Einnahmen und Einsparungen,
- Barwert der Kreditzahlungen,
- Barwert der Steuerzahlungen,
- einmaligen Zahlungen,
- Förderungen,
- Eigenfinanzierung

Kurzschlussstrom

Der Kurzschlussstrom eines Moduls IK wird üblicherweise vom Hersteller bei STC-Bedingungen angegeben. Da der Modulstrom auch temperaturabhängig ist, tritt der maximale Kurzschlussstrom bei tiefen Temperaturen z.B. –10°C und maximaler Sonneneinstrahlung auf.

Leerlaufspannung

Die Leerlaufspannung eines Moduls UL wird üblicherweise vom Hersteller bei STC-Bedingungen angegeben. Da die Modulspannung auch temperaturabhängig ist, tritt die maximale Leerlaufspannung bei tiefen Temperaturen z.B. –10°C und maximaler Sonneneinstrahlung auf.

Maximale Systemspannung

Dieser Wert gibt an, welche Spannung maximal an einem PV-Generator anliegen darf. Es dürfen nur so viele Module in Reihe verschaltet werden, bis die maximale Systemspannung der Module bei der maximalen Leerlaufspannung (siehe Verschaltungsgrenzen) erreicht ist. Die maximale Systemspannung wird bei der Verschaltung des Wechselrichters berücksichtigt.

MPP (Maximum Power Point)

Die Leistung eines Moduls ist von der Einstrahlung, der Temperatur und auch der Spannung abhängig, bei der es betrieben wird. Der Maximum Power Point ist der Punkt im Strom / Spannungsdiagramm in dem das Modul die maximale Leistung abgibt.

MPP-Tracker

Der MPP-Tracker stellt automatisch den Arbeitspunkt des Solargenerators in seinem Maximum ein.

NEC-Temperaturen

Je nach Einbaulage, Umgebungstemperatur und Einstrahlung auf die Module, entwickelt sich eine Modultemperatur. Diese kann von Hand, mittels vorgefertigter Standardwerte oder basierend auf dem NEC® (National Electrical Code®) eingegeben werden. Wählt man die NEC-Temperaturen, dann werden je nach Postleitzahl (PLZ) der Anlage die entsprechenden Temperaturen eingesetzt. Wird verwendet für Verschaltungsgrenzen - Randbedingungen der WR-Verschaltung

Netzeinspeisung

Die vom PV-Generator wechselstromseitig erzeugte Energie, die vom Wechselrichter abgegeben und ins Netz gespeist wird. Entspricht der *PV-Generatorenergie (AC-Netz)*, abzüglich des Eigenverbrauchs.

Netzbezug

Vom AC-Netz bezogener, jährlicher Strom.

Parallelbetrieb

Bei einem Wechselrichter, der den Parallelbetrieb der MPP-Tracker ermöglicht, können die MPP-Tracker zusammengeschaltet werden, so dass der Strom- und Leistungsbereich sich aufsummiert.

Performance Ratio = E_{PVuse} / E_{in} * η_{STC}

Der Performance Ratio ist ein Maß für die Energieverluste in der Anlage, die im Vergleich mit der Energieabgabe des PV-Generators unter Standardtest-Bedingungen (STC) auftreten. Die Energieabgabe unter STC wird aus der auf die PV-Generator-Fläche eingestrahlten Energie (E_{in}) multipliziert mit dem STC-Modulwirkungsgrad (η_{STC}) berechnet.

Der Performance Ratio beschreibt den Nutzungsgrad der potentiell erzeugbaren photovoltaischen Energie in einer gegebenen Systemumgebung.

-› siehe Anlagennutzungsgrad

Preisänderungsfaktor

Der *Preisänderungsfaktor* gibt an, um wie viel Prozent sich eine Zahlung im Durchschnitt gegenüber dem Vorjahr verändert.

Die Preise in der Datenbank sind Basispreise, die erst mit dem *Preisänderungsfaktor* (auf der Seite *Wirtschaftlichkeit*) multipliziert den Arbeitspreis ergeben.

Basispreis * Preisänderungsfaktor = Arbeitspreis

Im Preisänderungsfaktor berücksichtigen die EVU die aktuelle Energiepreis- und Lohnentwicklung. Im Niederspannungsbereich werden in der Regel keine Basispreise verwendet, so dass in diesem Fall der Preisänderungsfaktor 1 beträgt.

PV-Generator, Einstrahlung

Die Einstrahlung auf die geneigte PV-Generatorfläche ist die solare Energie, die nach Abzug der Verschattung zur Verfügung steht.

PV-Generatorenergie (AC-Netz)

Die vom PV-Generator wechselstromseitig erzeugte Energie, die vom Wechselrichter abgegeben und bei Volleinspeisung ins Netz gespeist wird. Verluste an Modulen, Leitungen und Wechselrichtern sind berücksichtigt. Die vom PV-Generator für Stand-By- und Nachtverbrauch benötigte Energie wird gesondert ausgewiesen. Sie ist hier nicht abgezogen.

PV-Generatorleistung

Die PV-Generatorleistung eines Solargenerators ist die Spitzenleistung, die dieser bei senkrechter Sonneneinstrahlung mit 1000 W/m² abgeben würde. Sie wird daher in Wp oder kWp angegeben. Das „p“ steht für „peak“ = Spitze.

Es können maximal 1000 Module berechnet werden. Die maximale Generatorleistung ist: 1000 x Modulleistung

Max. PV-Generatorleistung = PV-Modulwirkungsgrad * Einstrahlung auf das Modulfeld

Rendite

Die Rendite gibt das Verhältnis der Auszahlungen zu den Einzahlungen einer Geld- bzw. Kapitalanlage an. Grundlage der Renditeberechnung einer Solar-Anlage ist der Gewinn, der ins Verhältnis zur Investition gesetzt wird. Die Gesamtkapitalrendite gibt einen Überblick über die Verzinsung der gesamten Investition. Die Rendite dient als Kennzahl für die Beurteilung der Rentabilität einer Solar-Anlage.

Berechnet nach der internen Zinsfußmethode. Der Kapitalzins wird solange erhöht, bis der Kapitalwert der Investition kleiner null wird.
Das Ergebnis kann folgendermaßen interpretiert werden:
Die Anlage des Eigenkapitals in diese Investition ist so gut wie die Anlage des Eigenkapitals bei einer Bank zum Zinssatz der Rendite.

Schieflast

Unter Schieflast versteht man die ungleichmäßige Belastung der Außenleiter eines Dreiphasenwechselstromnetzes (Drehstromnetzes)

Solarer Deckungsanteil

Bei Überschusseinspeisung ohne Batteriespeicher gilt:

Der solare Deckungsanteil gibt an, wie viel Prozent der jährlich zur Verbrauchsdeckung erforderlichen Energie durch die Solaranlage gedeckt werden kann.

Solarer Deckungsanteil = Gesamte vom PV-Generator AC-seitig abgegebene Energie, die zur Verbrauchsdeckung genutzt wird / Gesamte zur Verbrauchsdeckung benötigte Energie

Netzgekoppelte Anlagen: Gesamte zur Verbrauchsdeckung benötigte Energie = Verbrauch, inklusive StandBy-Verbrauch des Wechselrichters
Netzautarke Anlagen: Gesamte zur Verbrauchsdeckung benötigte Energie = Erzeugung = Gesamte vom PV-Generator AC-seitig abgegebene Energie + Zusatzgeneratorenergie

-› siehe auch:

Eigenverbrauchsanteil
Autarkiegrad

Spezifischer Jahresertrag = E_{PVuse} / P_{nom}

= PV-Generatorenergie (AC-Netz) / (kWp der Anlage)

Für den spezifischen Jahresertrag einer PV-Anlage wird die pro Jahr erzeugte Energie (E_{PVuse}) (wechselstromseitig) auf die Fläche bzw. die Leistung (P_{nom}) (in kWp) der Anlage normiert.

Anders ausgedrückt ist der spezifische Jahresertrag ein Maß für die jährlichen Vollastbetriebsstunden der PV-Anlage.

Häufig findet man in der Literatur statt des spezifischen Jahresertrags den Final Yield (Ertragsfaktor) angegeben. Dieser wird aus den jährlichen Vollaststunden dividiert durch 365 Tage berechnet und ist ein Maß für die täglichen Vollastbetriebsstunden.

Standby-Verbrauch

Die vom Wechselrichter benötigt Energie, wenn der PV-Generator keinen Strom abgibt. Zwischen 20:00 Uhr und 05:00 Uhr wird Nachtverbrauch, sonst wird Standby-Verbrauch angenommen.

STC (Standard Test Condition)

Die Standardtestbedingungen wurden eingeführt, um einheitliche (Leistungs-) Vergleiche von Modulen zu ermöglichen. Sie beschreiben die Rahmenbedingungen, unter denen die auf den Datenblättern angegebenen Kennwerte ermittelt wurden. Dies sind eine Temperatur von 25°C, 1000 W/m² Einstrahlung und ein AM-Faktor von 1,5. (AM „Air Mass“ beschreibt den Eintrittsweg der Sonnenstrahlung durch die Atmosphäre und damit die spektrale Zusammensetzung des Lichtes).

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten sind die jährlichen Kosten dividiert durch den erzeugten Stromertrag.

Die jährlichen Kosten ergeben sich aus:

- den Barwerten der jährlichen Kosten,
- den einmaligen Zahlungen,
- den Kreditzahlungen
- und der Eigenfinanzierung multipliziert mit dem Annuitätsfaktor.

Stromverbrauch

-› siehe auch:

- Netzbezug
- Verbrauch

Systemnutzungsgrad = E_{PVuse} / E_{in}

Der Systemnutzungsgrad ist ein Maß für die Umwandlung der insgesamt auf die Generatorebene eingestrahlten Energie (E_{in}) durch die PV-Anlage. Der Systemnutzungsgrad setzt sich zusammen aus den Nutzungsgraden des PV-Generators und des Wechselrichters und berücksichtigt die Leitungsverluste sowie Batterieverluste.

Zwei Standard-Testbedingungen: 1000 W/m² senkrechter Strahlungseinfall, 25 °C Modultemperatur und Strahlungsspektrum AM 1,5

-› siehe Anlagennutzungsgrad

Verbrauch

Nur für Anlagen mit Überschusseinspeisung: Ist der Gesamtenergieverbauch der Verbraucher pro Jahr.

Verschiebungsfaktor cos(phi)

-› siehe: Blindleistung

Zwei-Dioden-Modell

Das Zwei-Dioden-Modell gilt als eines der präzisesten Modelle zur Beschreibung des elektrischen Verhaltens von poly- und monokristallinen PV-Modulen. Basierend auf den Dioden-Gleichungen von SHOCKLEY bildet es die physikalischen Vorgänge im Zellmaterial nach und kombiniert sie zu einem elektrischen Ersatzschaltbild, aus dem sich Formeln zur Berechnung der Zellen ableiten lassen.

18 Index

2

240V 50

7

70% Abregelung 150

A

Adresse 49
Adresszusätze 49
Alterung 103
American Wire Gauge 43
Anlagenart 50
Anlagenaufbau 144
Anlagenkonfiguration 110
Anlagenkonfiguration auswählen 113
Anlagennutzungsgrad 150
Anschaffungskosten 135
Aufgeständerte PV-Anlage 89
Auslegungsbereich 118
Auslieferungszustand 43
Ausrichtung 73
Ausrichtung des PV-Moduls 74
Auswahl des PV-Moduls 73
Automatische Anlagenkonfiguration 113
Automatische Verschaltung 113
Azimut 73

B

Begriffe 150
Belegungsfläche 89
Benutzerdaten 43
Bestellschein 46
Betrachtungszeitraum 141
Betriebszeiten 53
Blindleistung 118
britisch 43

D

Dach, aktuelles 89
Dachbelegung 73
Dachfläche 89
Dachplan 144, 149
Dateiverwaltung 38
Datenbankauswahl 40
Datenbanken 39, 43
Datenbankexport 39
Datenbankfilter 40
Datenbankimport 39
Datenbankpflege 47
Datenbanksuche 40
Datenbankupdate 43, 47
Datenblätter 144
Datenquelle 39
Datensatzauswahl 40, 149
Datensätze 43
Degradation 103
Dimensionierungfaktor 120
direktvermarkteten Strom 132

E

Eigene Datensätze 40
Eigenverbrauch 150
Einbauart 89
Einbausituation 73
Einheitensystem 43
Energieertrag der Solaranlage 144
Ergebnisse 144
Ertragssimulation 144
Export - Ergebnisse 149
Export - Projekte 38

F

F1 46
Fachbegriffe 150
Favoriten 40
Fehler 12
Fehlerstatusleiste 12
Fotovorschau 73
Freifläche 89
Freischaltung 4

G

Generatorleistung 73
Gesamtverbrauch, jährlicher 53
Gleichstromleitung 128

Glossar 150
Gültigkeit der Anlagenkonfiguration 110
Güte der Anlagenkonfiguration 113

H

Homepage 46

I

Informationen 12
Inhalte der Präsentation 149
Internetupdate 43, 47

J

Jahresstrombedarf 53

K

Kabel 128
Kabeldaten 128
Kabellänge 128
Kabelquerschnitt 128
Kabelwerte 128
Kein Internetzugang 43
Keine Simulation 12
Kenndaten für PV-Module 106
Klima auswählen 50
Klimadaten 43
Konfiguration bearbeiten 110
Kundenpräsentation 144, 149
Kurzanleitung 9

L

Land 43
Lastprofil 53
Lastprofile 60
Lebensdauer 141
Leistungsabnahme 103
Leistungsverlust 103
Leitungsverluste 53
Licht 53

M

Marktwert 150
Meldungen 12
metrisch 43
Modulanzahl 73
Moduldegradation 103
Modulfläche 73
Modulneigung 81, 89
Montage 73
MPP-Tracker 120

N

NEC-Temperaturen 118
Neigung 73
Neigung des PV-Moduls 74
Netzeinspeisung 150
Netzspannung 43, 50, 53, 128
Neu in dieser Version 48
Neue Programmeigenschaften 47
Neue Releases 47
Neues Projekt 38
Nutzungsdauer 134

O

Öffnen 38
Onlineshop 46
Optionen 43

P

Parametrierung des PV-Moduls 73
pdf-Format 149
Performance Ratio 150
Präsentation 43, 144, 149
Preis für den direktvermarkteten Strom 132, 150
Programmaufbau 9
Programmupdate 43
Projektbericht 144, 149
Projektdaten 49
Projekte exportieren 38
Projekte öffnen 38
Projekte speichern 38
Projekttitel 49
Projektübersicht 144
PV-Generatorleistung 73
PV-Modulanzahl 73
PV-Modulauswahl 40
PV-Module 39
PV-Modulkennwerte 106
PV-Modulparameter 106

PV-Modultyp 73

Q

Qualität der Anlagenkonfiguration 113
Qualität der Verschaltung 120

R

Randbedingungen der Wechselrichterverschaltung 43
Randbedingungen zur Wechselrichterverschaltung 118
Regionaleinstellungen 43
Registrierung 4
Release Notes 48
Rentabilität 132

S

SB1 Guidelines 141
Schieflast 43, 118
Seriennummer 5
Simulationsergebnisse 144
solarer Deckungsanteil 73
Sortierung der Anlagenkonfigurationen 113
Speichern 38
Sperrfläche 89
Standardwerte 43
Standby-Leistung 53
Steuerklasse 141
Strangleitung 128
Stromlastgang 60
Stromtarife 141
Systemdatensätze 40
Systemspannung, maximale 43
Systemvoraussetzungen 3

T

Titelblatt 144
Titelseite 149
Toleranzbereich 118
Toleranzen 118

U

Unternehmen 39, 40
Update 47

V

Valentin EnergieSoftware 46
Verbraucher 53
Verschaltete Modulanzahl 110, 116
Verschaltung bearbeiten 116
Verschaltung eines Wechselrichters 110, 116
Verschaltungsgrenzbereiche 118
Verschaltungsgrenzen 118
Verschaltungskriterien 43, 113
Verschaltungsprüfung 110, 118, 120
Verschattung 103
Verschiebungsfaktor cos(ϕ) 118
Verzeichnisse 43
Vollversion 4
Vorlage 38
Vorschaueditor 149

W

Warnungen 12
Wechselrichter 39, 110, 120
Wechselrichterauswahl 40, 113
Wechselrichterkennwerte 121
Wechselrichterverschaltung bearbeiten 116
Wechselrichter-Vorauswahl 113
Wechselstromleitung 128
Werte der Wechselrichterverschaltung 120
Wirtschaftlichkeit 132, 144

Z

Zertifizierungen 106
zurücksetzen 43